

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ПОВЫШЕННОГО СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

УДК 622.276.72(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Д	Массуангане Эуclidеш Казтану Жоау		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	К.Х.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Якимова Татьяна Борисовна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Томск – 2020 г.

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
в области производственно-технологической деятельности		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
в области организационно-управленческой деятельности		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
в области проектной деятельности		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Д	Массуангане Эуклидеш Каэтану Жоау

Тема работы:

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ПОВЫШЕННОГО СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2020
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Анализ причин образования солеотложения. Анализ осложнения при эксплуатации скважин в условиях солеотложений. Анализ отечественных и зарубежных технологий при борьбе с солеотложениями. Общие сведения о месторождениях Западной Сибири. Выбор и обоснование применяемых технологий по борьбе с солеотложениями в процессе эксплуатации скважин на нефтяных месторождениях Западной Сибири.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	

(с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Анализ причин и условий образования отложений солей в скважинах в процессе добычи нефти	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Выбор и обоснование применяемых технологий по борьбе с солеотложениями в процессе эксплуатации скважин на нефтяных месторождениях Западной Сибири	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Особенности повышения эффективности технологий борьбы и предупреждения солеотложений в процессе добычи нефти	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н. Якимова Татьяна Борисовна
Социальная ответственность	Ассистент, Черемискина Мария Сергеевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Анализ причин и условий образования отложений солей в скважинах в процессе добычи нефти	
Выбор и обоснование применяемых технологий по борьбе с солеотложениями в процессе эксплуатации скважин на нефтяных месторождениях Западной Сибири	
Особенности повышения эффективности технологий борьбы и предупреждения солеотложений в процессе добычи нефти	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	02.03.2020
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	к.х.н.		02.03.2020
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			02.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Д	Массуангане Эуклидеш Каэтану Жоау		02.03.2020

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования: высшее
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения: весенний семестр 2019 /2020 учебного года
 Форма представления работы:

Бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
22.03.2020	Анализ причин и условий образования отложений солей в скважинах в процессе добычи нефти	25
01.04.2020	Выбор и обоснование применяемых технологий по борьбе с солеотложениями в процессе эксплуатации скважин на нефтяных месторождениях Западной Сибири	25
15.04.2020	Особенности повышения эффективности технологий борьбы и предупреждения солеотложений в процессе добычи нефти	30
20.04.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	10
11.05.2020	Социальная ответственность.	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	К.Х.Н.		02.03.2020

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			02.03.2020

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			02.03.2020
--------------------------	-------------------------------	--	--	------------

Обозначения, определения и сокращения

ППД – поддержание пластового давления;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ГМФН – гексаметафосфат натрия;

ТПН – триполифосфат натрия;

НТФ – нитрилотриметилфосфонат;

ДЭТАПФ – диэтилентриаминопента (метиленфосфонат);

ГМДАТФ – гексаметилендиаминотетра (метиленфосфонат);

ФБТК – 2-Фосфонобутан-1,2,4- трикарбоновая кислота;

ПАК – полиакриловая кислота;

ПМАК – полиметакриловая кислота;

САМК – сополимер акриловой и малеиновой кислот;

СМКА – сополимер малеиновой кислоты с акриламидом;

ААПС – сополимер акриловой кислоты с акриламидом-2-метилпропансульфоновой кислоты;

ФПА – фосфинополиакрилат;

УДР – установка дозирования реагента;

ПЗП – призабойная зона пласта;

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;

ПЭД – погружной электродвигатель;

ГНО – глубинно-насосное оборудование;

КРС – капитальный ремонт скважин;

ШГН – штанговый глубинный насос.

СНО - средняя наработка на отказ

ГОСТ – государственный стандарт

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 101 страниц, в том числе 15 рисунков, 25 таблиц. Список литературы включает 19 источника. Работа содержит 1 приложения.

Ключевые слова: солеобразование, методы борьбы, ингибирование, месторождение, нефть, скважина, оборудование.

Цель работы – изучение процессов солеотложений, повышение эффективности эксплуатации скважин в условиях повышенного солеотложения на нефтяных месторождениях Западной Сибири.

В результате исследования рассмотрены общие сведения о солеотложениях, причины и условия образования солей. Проведен анализ методов, применяемых на нефтяном месторождении и исследованы условия образования солеотложений в элементах и оснастке технологического оборудования.

Область применения: на технологическом оборудовании, скважинах или нефтяных месторождениях.

В процессе исследования была подробно рассмотрена повышение эффективности эксплуатации скважин в условиях повышенного солеотложения на нефтяных месторождениях Западной Сибири.

В результате исследования выявлен положительный эффект ингибирования скважин капсулированными реагентами и реагентами комплексного действия.

Потенциальная экономическая эффективность связана с повышением эффективности эксплуатации внутрискважинного оборудования за счет внедрения новых типов химических реагентов (капсулированные ингибиторы, ингибиторы комплексного действия).

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	11
1. АНАЛИЗ ПРИЧИН И УСЛОВИЙ ОБРАЗОВАНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ СОЛЕЙ В СКВАЖИНАХ В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ.....	13
1.1 Причины образования солеотложений	13
1.1.1 Основные причины солеотложений.....	14
1.1.3 Определения солеотложения	16
1.1.4 Состав и структура солеотложений	17
1.2 Анализ осложнении при эксплуатации скважины в условиях солеотложений.....	19
1.2.1 Основные зоны отложения солей и их влияние на эксплуатацию	23
1.2.2 Методы образования неорганических солей в нефтяных скважинах .	24
1.2.3 Снижение продуктивности скважин.....	26
1.3 Анализ отечественных и зарубежных технологий при борьбе с солеотложениями	27
1.4 Общие сведения о месторождениях Западной Сибири.....	37
2 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЯЕМЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПО БОРЬБЕ С СОЛЕОТЛОЖЕНИЯМИ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	39
3 ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЯЕМЫХ ТЕХНОЛОГИЙ БОРЬБЫ И ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ.....	52
3.1 Анализ технологий, направленных на борьбу и предупреждение солеотложений и коррозии.....	52
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	67
4.1 SWOT-анализ.....	67
4.2 Планирование исследовательских работ в рамках ВКР.....	69
4.3 Разработка графика проведения исследовательской работы.....	70
4.4 Бюджет исследования	72
4.4.1 Расчет затрат на материалы	73
4.4.2 Расчет затрат на специальное оборудование	74
4.4.3 Расчет затрат на амортизационные отчисления	74
4.4.4 Расчет затрат на оплату труда	75

4.4.5 Расчет отчислений во внебюджетные фонды	77
4.4.6 Расчет накладных расходов	78
4.4.7 Формирование бюджета затрат исследовательской работы	78
4.5 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, экономической эффективности исследования	79
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	85
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	85
5.2 Производственная безопасность	87
5.2.1 Анализ вредных производственных факторов	88
5.2.2 Анализ опасных производственных факторов	89
5.3. Экологическая безопасность	91
5.3.1 Охрана окружающей среды	91
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	93
5.4.1 Защита в чрезвычайных ситуациях	93
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	96
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ:	97
Приложение А	99

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время рост нефтяной промышленности, процедура добычи нефти часто сопровождается рядом осложнений, которые в свою очередь повреждают и затрудняют работу нефтепромыслового оборудования.

Вопрос поддержания фонда в рабочем состоянии остается актуальным на данный момент. Поэтому одной из основных задач является борьба и предотвращение осложнений. Наиболее распространенным методом защиты скважинного оборудования от солевых отложений является использование химических веществ.

Выбор идеальных методов контроля масштаба в нефтяной промышленности зависит от комплексного подхода к этой проблеме. Для ее решения необходимо знать физико-химические процессы и причины, вызывающие отложения солей в различных условиях. Также важна способность заранее прогнозировать выпадение солей, надежно контролировать и со временем избегать возможного появления выпадения солей во время эксплуатации скважины. Особое внимание следует уделить правильному выбору методов, необходимых для борьбы с солеотложениями, которые позволяют достичь наибольшей эффективности при различных условиях промысла, не забывая об экономической целесообразности.

Целью данной выпускной квалификационной работы является изучение процессов солеотложений, повышение эффективности эксплуатации скважин в условиях повышенного солеотложения на нефтяных месторождениях Западной Сибири.

Для получения необходимых результатов в ходе работы были определены следующие задачи:

1. Раскрыть основные причины и процесс образования солевых отложений.
2. Проанализировать методы борьбы с отложениями соли в процессе добычи нефти.

3. Предложите технологическое решение для контроля солеотложения на нефтяных месторождений Западной Сибири.

1. АНАЛИЗ ПРИЧИН И УСЛОВИЙ ОБРАЗОВАНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ СОЛЕЙ В СКВАЖИНАХ В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ

1.1 Причины образования солеотложения

Образование отложений неорганических солей на внутренней поверхности нефтегазопромыслового оборудования имеет место при добыче обводненной нефти в процессе разработки большинства месторождений России.

Солеотложение крайне негативно влияет на безопасность эксплуатации трубопроводов. Оно вызывает усиление локальной коррозии металла труб, что приводит к их ускоренному разрушению, сопровождающемуся разливами нефти. Последнее создает на трубопроводах пожароопасную ситуацию, особенно при наличии в перекачиваемом продукте попутного нефтяного газа. Число отказов нефтегазопроводов по причине солеотложения вследствие развития локальной коррозии составляет до 40 % от общего числа их отказов. Ситуация усугубляется тем, что выявление участков локальной коррозии трубопроводов на практике очень затруднительно. Известны случаи, когда на предприятиях нефтегазовой отрасли рабочее давление в технологических трубопроводах увеличивалось по причине солеотложения в 3,5 раза в течение трех месяцев. В таких условиях металл трубопроводов становится подверженным малоцикловой коррозионной усталости, также приводящей к ускоренному разрушению труб. Солеотложений на трубах диаметром 150 мм толщиной 1,5 мм увеличивает энергопотребление при транспортировке нефти на 15 %, а толщиной 13 мм – уже на 60 %, что наглядно иллюстрирует уровень экономических потерь от рассматриваемого осложнения.

Отложения солей происходят при всех способах эксплуатации скважин, однако наиболее отрицательные последствия от солеотложения возникают при добыче нефти штанговыми глубинными насосами и установками электропогружных центробежных насосов. Кристаллические образования неорганических солей на рабочих органах глубинных насосов приводят к

повышенному их износу, заклиниванию и слому вала погружного центробежного электронасоса и заклиниванию плунжера ШГН.



Рисунок 1 – Отложения солей на рабочем колесе ЭЦН и в насосно-компрессорных трубах

1.1.1 Основные причины солеотложений

Причины, которые привели к отложению соли в элементах нефтяной скважины (скважинное насосное оборудование) и другого скважинного оборудования, разнообразны, и сегодня эта область исследований очень широка и далеко не исчерпана. Тем не менее, нет значительных расхождений в значительном производственном списке основных текущих причин. Согласно одной из классификаций, в первую группу входит высокая обводненность при добыче добываемых скважин (пласт) как таковой - наличие в ней растворенных и нерастворенных природных минералов. Сюда также входят ресурсы геологического строения разрабатываемых пластов.

Вторая группа причин связана с изменением термобарических условий в скважине при интенсивном отборе жидкости для поддержания расчетной скорости разработки месторождения, что приводит к осадкам. Таким образом, смещение рабочей зоны влево от гидродинамической характеристики приводит

к увеличению температуры перекачиваемой жидкости и увеличению кавитационных процессов и, как следствие, выпадению солей.

В третьем случае образование солеобразующих соединений и агрессивной среды приводит к смешиванию пластовой воды с закачиваемой водой другого состава.

Четвертая группа причин связана с ресурсами и недостатками конструкции ГНО а также с повреждением оборудования, в том числе из-за коррозии.

1.1.2 Общие сведения о солеотложениях

Процессы добычи нефти в основном сопровождаются осаждением твердых отложений неорганических веществ, накопленных на стенках скважин и трубах (рисунок 1), в насосном оборудовании, и сообщениями в почве системы сбора и обработки воды. масло. В составе осадка преобладают соли: сульфаты кальция (гипс и ангидрит), карбонаты кальция (кальцит), сульфаты бария (барит), сульфаты стронция (целестин), хлориды натрия (галит или хлорид натрия) и др., Накопление солей усложняет добычу нефти, что приводит к неисправностям дорогостоящего оборудования, кропотливым ремонтным работам и, как следствие, значительным дефицитам и потере добычи нефти. Основным источником высвобождения соли является добываемая вода, добываемая совместно с нефтью. Его химический состав постоянно меняется с развитием запасов нефти, что определяет разнообразие и временные колебания в составе солевых отложений.

Отложением соли, что позволит им достичь максимальной эффективности в конкретных условиях промысла с учетом экономической жизнеспособности.

Отложение соли - это осаждение химического вещества (соли) в осадок раствора. Процессы добычи нефти сопровождаются отложением твердых отложений неорганических веществ, которые добавляются к стенкам скважин и подъемных труб, в береговом насосном и коммуникационном оборудовании системы сбора и обработки нефти. Основным источником неорганических солей

является вода, получаемая вместе с нефтью. Вся произведенная вода содержит соли, растворенные в различных количествах. Содержание солей, растворенных в воде, оценивается по показателю суммарной минерализации.

Учтите, что неорганические отложения чаще всего встречаются в трех формах: в форме мелких чешуек или рыхлых хлопьев, в форме слоев, в кристаллической форме. Отложения первого типа имеют рыхлую структуру, проницаемы и легко удаляются. Слоистые отложения, такие как штукатурка, представляют собой несколько слоев кристаллов, иногда в виде пучка плотин, заполняющих все поперечное сечение трубы.

1.1.3 Определения солеотложения

Солеотложения – это в основном неорганические вещества, образующиеся в скважинах и скважинном оборудовании в результате различных химических реакций.

Как правило, отложения чистых солей в скважинах редки. Обычно они представляют собой смесь одного или нескольких основных неорганических компонентов с продуктами коррозии, частицами песка и солевыми отложениями, которые пропитаны или покрыты асфальто-смоляно-парафиновыми веществами.

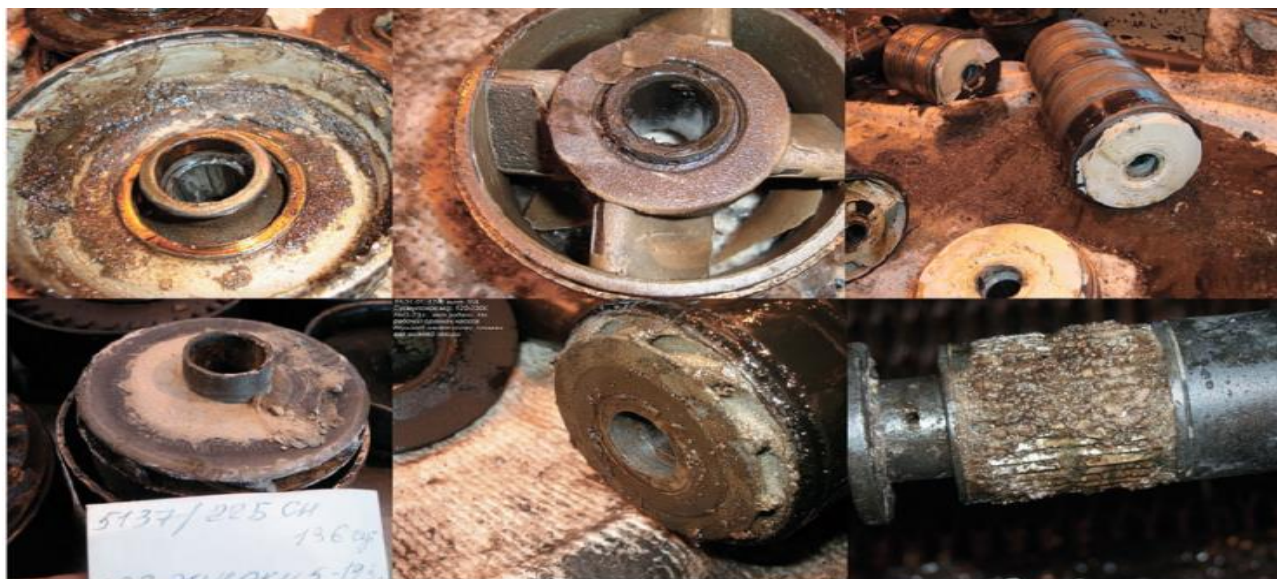


Рисунок 2 – Рабочие органы УЭЦН, подверженные солеотложению

1.1.4 Состав и структура солеотложений

По преимущественному содержанию в залежах неорганических солей определенного типа различают три группы солей: карбонатные, сульфатные и хлоридные. Наиболее распространенными являются солевые отложения, содержащие в основном сульфат кальция (60-80%), карбонаты кальция и магния (5-16%). Это объясняется наличием кальция в породах и осадочных породах, с которыми вода вступает в контакт, фильтруется через них или течет по руслу реки, в дополнение к высокой растворимости некоторых соединений кальция. При растворении известняка в воде важную роль играет концентрация свободного углекислого газа в воде. Присутствие ионов Ca^{2+} и HCO_3^- в растворе одновременно образует соединение бикарбоната кальция (2). При определенных условиях каждая молекула сульфата кальция связывает две молекулы воды в результате образования кристаллов гипса, поэтому эти отложения называются гипсом. В то же время в составе отложений содержится более 15% твердых и тяжелых углеводородных соединений, они будут классифицироваться как пластырь-углеводород. Состав отложений в виде примесей содержит до 0,5 - 4,5% оксидов железа и до 0,5 - 3,0% кремнезема, наличие которых объясняется коррозией оборудования и удалением песчинок жидкостью при эксплуатации скважины.

Хлориды являются основной частью подавляющего большинства пластовых вод на нефтяных месторождениях. Хлористые соли обладают хорошей растворимостью, поэтому в их присутствии увеличивается растворимость плохо растворимых соединений, таких как карбонат кальция и сульфат.

Формирование гипсовых отложений происходит в скважинах, объектом развития которых являются девонские или низкоуглеродистые толщи. Непрерывные отложения образуются при движении по водопроводным трубам, перенасыщенным карбонатом кальция. В этом случае отложения состоят из карбоната кальция, прочны и прочно прикреплены к стенкам трубок.[1]

Структура депозита имеет три характерные формы:

1. Плотные отложения микро и мелких кристаллов представлены относительно однородными кристаллами длиной до 5 мм с равномерным включением твердых углеводородов; невозможно разделить отдельные слои на поперечные сечения. В некоторых случаях они имеют масштабный характер.

2. Плотные отложения с преобладанием кристаллов гипса средних размеров от 5 до 12 мм с включением твердых и жидких углеводородов: с поперечным сечением образца мы отчетливо видим мелкозернистый слой толщиной 3-5 мм в затем по части стенки прослеживается средний кристаллический слой призматической или игольчатой структуры, с длиной кристаллов 5-12 мм. Иногда встречаются крупные игольчатые кристаллы длиной от 15 до 18 мм. Во внешнем слое пространство между средними и большими кристаллами заполнено более мелкими кристаллами.

3. Плотные отложения крупных зерен: крупные кристаллы в форме иглы для гипса длиной от 12 до 25 мм образуют структуру. Среди них небольшие кристаллы соли и углеводородные соединения. В секции около стены оборудования слой более плотный, и, по мере удаления от поверхности, доля крупных кристаллов значительно увеличивается. В некоторых случаях в трубопроводах отложения штукатурки представлены в виде монокристаллов длиной от 20 до 27 мм с включением мелких в основании.

Отложения всех трех видов образуются в трубах, вкладышах, принадлежностях для скважин, системах очистки нефти и воды. Крупнозернистых отложений на клапанах, входных фильтрах насосов и штоках обнаружено не было. Толщина отложений зависит от интенсивности и времени осаждения. Имея опыт производства поливной нефти, известны случаи формирования мощных пробок из гипсовых отложений длиной несколько сотен метров, при этом поперечное сечение трубы практически перекрывается [1].

1.2 Анализ осложнении при эксплуатации скважины в условиях солеотложений

Образование соли при разработке и эксплуатации нефтяных месторождений является очень сложным и многофакторным процессом из-за природных и техногенных явлений.

В результате термобарических изменений (температуры и давления) и смешивания химически несовместимых вод при движении потока нефти и воды вдоль скважины и в системе сбора в почве и подготовки нефти из неорганических растворов, насыщенных солей, происходит неорганическое осаждение. Если факторы, способствующие насыщению солей, закачиваемых в нефтяные залежи для поддержания пластового давления, можно отнести к природным факторам, образование солевых отложений во многом является результатом антропогенного воздействия [2].

Неорганические соли отлагаются при всех методах эксплуатации скважин, наиболее негативные последствия отложения солей возникают при добыче нефти с помощью штанговых насосов (ШГН) и электроцентробежных насосов (ЭЦН) в наземном оборудовании, групповые измерительные узлы, маслоуловители и системы очистки масла. Разнообразие геологических и горных характеристик структуры продуктивных пластов, состава флюидов, систем поддержания пластового давления и типов, используемых для воды, предопределили множество причин образования неорганических солей на поверхности оборудования, а также различия в составе солей в разных областях [3].

К типичным солевым отложениям в добыче нефти относятся сульфатные, карбонатные, реже сульфидные малорастворимые соли. В таблице 1 приведены наиболее типичные минеральные отложения, встречающиеся в практике нефтедобычи, их основные кристаллические формы и источники солеобразующих ионов. Термобарические условия формирования этих отложений находятся в пределах от 0,1 до 25,0 МПа и от –10 до 140 °С.

Тип скейлинга обычно характеризуется преобладанием (до 60 ... 80%) одного из типов неорганических соединений. Карбонатные соли (Рисунок 3), в основном кальцит, распространены в месторождениях в Западной Сибири, Азербайджане, Ставропольском крае и др .; сульфаты кальция - гипс и ангидрит - в отложениях Урало-Поволжья и Республики Казахстан; галит - на месторождениях Республики Беларусь, Украины, Восточной Сибири; сульфаты бария и стронция - в месторождениях Мангышлака и Северного Кавказа.



Рисунок 3 – Отложение солей на рабочем колесе ЭЦН и в насосно-компрессорных трубах

Типичные солевые отложения при добыче нефти включают сульфатные, карбонатные, редко сульфидные, слабо растворимые соли. В таблице 1 приведены наиболее типичные месторождения полезных ископаемых, встречающиеся в практике добычи нефти, их основные кристаллические формы и источники солеобразующих ионов. Термобарические условия образования этих отложений находятся в диапазоне от 0,1 до 25,0 МПа и от –10 до 140 ° С.

Таблица 1 - Типичные минеральные отложения в добыче нефти и газа

Отложения	Формула	Источник катиона солевых отложений	Источник аниона солевых отложений	Основная кристаллическая форма
Карбонат кальция	CaCO_3	Пластовая минерализованная вода	Пластовая минерализованная вода, вода водоносных горизонтов	Кальцит, арагонит, ватерит

Продолжение таблицы 1

Сульфат кальция	$\text{CaSO}_4 \cdot n\text{H}_2\text{O}$	Пластовая минерализованная вода	Пластовая минерализованная вода, вода водоносных горизонтов, поверхностная вода, морская вода	Гипс, ангидрит, бассанит
Сульфат стронция	SrSO_4	Пластовая минерализованная вода	Пластовая минерализованная вода, вода водоносных горизонтов, поверхностная вода, морская вода	Целестин
Карбонат железа	FeCO_3	Продукты коррозии, порода пласта	Пластовая минерализованная вода, вода водоносных горизонтов	Сидерит
Оксиды, гидрооксиды железа	$\text{Fe}(\text{OH})_3$, Fe_2O_3 , Fe_3O_4	Продукты коррозии, порода пласта	Кислородсодержащая нагнетаемая вода	Магнетит, гематит
Сульфид железа	FeS , FeS_2	Продукты коррозии, порода пласта	Биогенный сероводород (биоценоз СВБ), первично-реликтовый сероводород	Пирит
Хлорид натрия	NaCl	Пластовая минерализованная вода	Пластовая минерализованная вода	Галит

Соляные отложения в нефтепромысловой практике, как правило, представляют собой сложные многокомпонентные образования и не являются мономинеральными. В дополнение к минеральной части солевые отложения включают органические соединения, такие как асфальтены, тугоплавкие парафины, смолы, битум, соединения серы. Содержание органических компонентов может достигать десятков процентов.

Кристаллическая форма карбоната кальция в солевых отложениях в основном представлена кальцитом, арагонитом и в меньшей степени ватеритом, и формирование конкретной кристаллической структуры сильно зависит от условий, при которых происходит кристаллизация, а также от ионного состава вода.

Сульфатные соли в нефтедобыче представлены сульфатами бария, стронция и кальция. Сульфат кальция может образовываться в трех вариантах: гипс ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$), бассанит ($\text{CaSO}_4 \cdot 0,5\text{H}_2\text{O}$) и ангидрит (CaSO_4).

Из солевых отложений, встречающихся в коммерческой практике, наибольшие проблемы, вероятно, вызваны сульфатными отложениями бария (барит) и стронция (целестин). Это связано, прежде всего, с их чрезвычайно низкой растворимостью и сложностью растворения для удаления производственного оборудования из систем. В этих условиях предпочтительны методы механического удаления.

Существует пять основных причин масштабирования:

1. Осаждение кальцита происходит при изменении термобарических условий, главным образом при снижении давления и повышении температуры. При снижении давления углекислый газ выделяется из воды, что приводит к осаждению кальцита. В результате карбонат оседает на поверхности колес электроцентробежных насосов и внутри трубопровода (НКТ).

2. Смешивание несовместимых вод; Обычно добываемая вода содержит катионы кальция, бария и стронция, и их смешивание с закачиваемой водой, содержащей сульфат-анионы, приводит к образованию нерастворимых сульфатов, таких как барит, целестин, гипс и ангидрит. При смешивании сероводородсодержащих жидкостей с жидкостями, содержащими ионы железа, цинка или свинца, сульфиды соответствующих металлов FeS , ZnS , PbS образуются в виде отложений.

Двигаясь вдоль коллектора во время процесса затопления, закачиваемая вода стремится к равновесию со скалой при пластовых давлениях и температурах. Когда порода содержит 0,2% карбонатов и 0,4% сульфатов, равновесное насыщение воды этими ионами наступает через 30 дней. Это приводит к тому, что полученная вода совсем не имеет того же ионного состава, который характерен для закачиваемой воды, и часто перенасыщена основными солеобразующими ионами.

3. Существенным фактором, влияющим на образование накипи, особенно в слабозатопленных скважинах, является частичное испарение воды в газовую фазу во время дегазации продуктов скважины. В процессе испарения воды происходит общее снижение растворимости солей, и даже соли, которые легко растворимы в обычных условиях, переходят в осадок.

4. Одной из причин интенсивного осаждения карбоната кальция и гипса в насосном оборудовании является повышение температуры потока выпускаемой продукции из-за трения рабочих колес насоса и передачи тепла от работающего погружного электродвигателя. Повышение температуры потока добываемой продукции в зависимости от дебита скважины происходит при $4 \dots 15^{\circ} \text{C}$, что создает условия для отложения соли на колесах центробежных насосов.

5. Интенсивное солеобразование также возможно при вводе скважины в эксплуатацию после ее забивания солевыми растворами. Причины солеобразования в этом случае - это увеличение концентрации солеобразующих ионов, уменьшение концентрации растворенного CO_2 и изменение ионной силы извлеченных водных растворов. Благоприятные условия для седиментации реализуются при вскрытии скважины растворами хлорида кальция и другими растворами, содержащими кальций. Седиментация также будет происходить при уничтожении скважин раствором хлорида натрия, хотя и менее интенсивно [4].

1.2.1 Основные зоны отложения солей и их влияние на эксплуатацию

Солеобразование при разработке и эксплуатации залежей нефти — достаточно сложный и многофакторный процесс, наиболее часто встречающееся на поздних стадиях разработки, когда растет обводненность продукции скважины. Одной из причин увеличения интенсивности солеотложения является интенсификация добычи, когда стремятся увеличивать депрессию и тем самым создают благоприятные условия для их формирования [5].

На практике почти 60 % случаев выхода из строя центробежных насосов происходят по причине выпадения солей, либо же засорения механическими примесями, которые в большинстве случаев оказываются в итоге осадками солей, которые выпали в скважине, не закрепившись на поверхности

нефтепромыслового оборудования, и потом вместе с потоком жидкости оказались внутри насоса [6].

Предотвращение солеотложения в скважинах, нефтепромысловом оборудовании и системах внутрипромыслового сбора и подготовки нефти является основным направлением в борьбе с данным процессом, как негативным явлением. Исходя из экономической целесообразности в зависимости от условий и особенностей разработки залежей, доступности технических средств и прочих факторов могут использоваться различные подходы в борьбе с данным явлением.

Для предотвращения солеотложения в нефтепромысловом оборудовании применяют технологические, физические и химические способы. Технологические и физические методы включают в себя обработку потока жидкости магнитными и акустическими полями, операции по отключению обводненных интервалов, применение защитных покрытий поверхности оборудования и др.

Эффективным способом предотвращения солеотложения в нефтепромысловом оборудовании, в том числе и при глушении скважин, является химический с использованием ингибиторов отложения солей.

1.2.2 Методы образования неорганических солей в нефтяных скважинах

Наиболее распространенные способы предотвращения солевых отложений в нефтепромысловом оборудовании представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Методы предотвращения отложений солей

№ п/п	Наименование	Методы
1.	Физические методы	- воздействие магнитными, электрическими и акустическими полями.
2.	Технологические методы	- конструктивные изменения; - регулирование систем воздействия на пласт; - отдельный отбор и сбор жидкости; - подготовка воды для использования в системе ППД; - изоляционные работы; - защитные покрытия.
3.	Химические методы	- применение ингибиторов солеотложения.

Физические методы предупреждения образования неорганических солей в нефтяных скважинах

Физические методы предотвращения отложения солей основаны на обработке потока добываемой жидкости магнитными, электрическими и акустическими полями.

В нефтепромысловой практике из-за специфики используемого оборудования в основном используются устройства с постоянными магнитами. Воздействие магнитного поля на газожидкостные смеси, проходящие через зазоры устройства, приводит к изменению структуры солей, снижению их адгезии к поверхности скважинного оборудования.

Известна практика испытаний магнитных устройств, предназначенных для борьбы с накипью на рабочих органах насосов МУПС-1 и МУПС-2, Магнолия, диспергатора МАГ-1 на месторождениях Западной Сибири. Несмотря на положительные результаты, полученные в ряде испытаний, магнитные устройства не нашли широкого применения.

Использование электрического поля также приводит к снижению адгезии кристаллов соли к поверхности скважинного оборудования. В этом случае поле создается двумя электродами, опущенными в скважину. Этот метод довольно сложен в техническом исполнении, так как его реализация требует постоянного энергопотребления.

Технологические методы предупреждения образования неорганических солей в нефтяных скважинах

Среди существующих технологических методов предотвращения отложения солей выделяются работы по гидроизоляции. Своевременное вмешательство позволяет избежать смешивания воды другого состава с другими горизонтами из-за утечек в коробке и в цементном камне. Значительное снижение скорости осаждения соли позволяет избирательно изолировать затопленные слои пласта, вызывая уменьшение потока воды.

Из-за того, что термобарические условия оказывают значительное влияние на осаждение соли, выбор идеального нижнего давления уменьшит процесс образования соли.

С введением в проект изменений, таких как рубашки, форсунки, диспергаторы, стало возможным регулировать условия кристаллизации соли и скорость потока в скважине. Для повышения работоспособности оборудования нефтегазового месторождения используется несколько защитных покрытий. Технологические методы предотвращения образования неорганических солей достаточно эффективны, однако они не способствуют сокращению процессов солеобразования, а направлены на увеличение времени работы оборудования. Основные недостатки методов связаны со значительными затратами и сложностью исполнения.

Химический метод предотвращения солеотложений

Использование химических веществ является наиболее эффективным и технологичным способом избежать отложения неорганических солей.

На данный момент в нефтяной промышленности имеется очень широкий спектр ингибиторов образования отложений. Если соблюдаются все требования и правила выбора ингибиторов и технологий их использования, можно избежать процессов инкрустации на всем протяжении движения скважинных продуктов: от дна до точек обработки нефти и Вода.

1.2.3 Снижение продуктивности скважин

Как показывают исследования и опыт эксплуатации эксплуатационных скважин, снижение коэффициента продуктивности дна скважины при первичном и вторичном бурении пласта может быть вызвано: проникновением фильтрата и твердой фазы бурового раствора в пространство пористый перелом; образование нерастворимых отложений, попадающих в поры и трещины пласта; образование устойчивых водных и вязких нефтяных эмульсий на границе раздела между промывочной жидкостью и маслом, которые препятствуют движению нефти из пласта в скважину.

1.3 Анализ отечественных и зарубежных технологий при борьбе с солеотложениями

Предотвращение загрязнения в скважинах, оборудование для нефтяных месторождений и системы для сбора и обработки нефтяных месторождений является основным направлением в борьбе с этим процессом как негативным явлением.

Существующие методы предотвращения отложения солей можно разделить на две группы - без реагентов и химикатов. К неактивным методам предотвращения отложения солей относятся: воздействие растворов, насыщенных солями с магнитными силовыми и звуковыми полями, использование защитных покрытий для труб и рабочих частей насоса, в дополнение к специальным изоляционным работам, поддержание давления, увеличение забоя скважины, использование штанг, диспергаторов и другие конструктивные изменения в глубоких насосных установках (рисунок 4).

Существует множество методов, которые можно использовать для предотвращения отложения неорганических солей в скважинах, оборудовании и системах для сбора и подготовки нефти и т. д. Использование этих методов для борьбы с осаждением соли может быть сделано на основе изучения причин, условий и областей осаждения соли, а также наличия оборудования и технических средств.

Шкалу профилактики можно разделить на следующие:

- Химические способы;
- Безреагентные способы (технологические и физические способы).

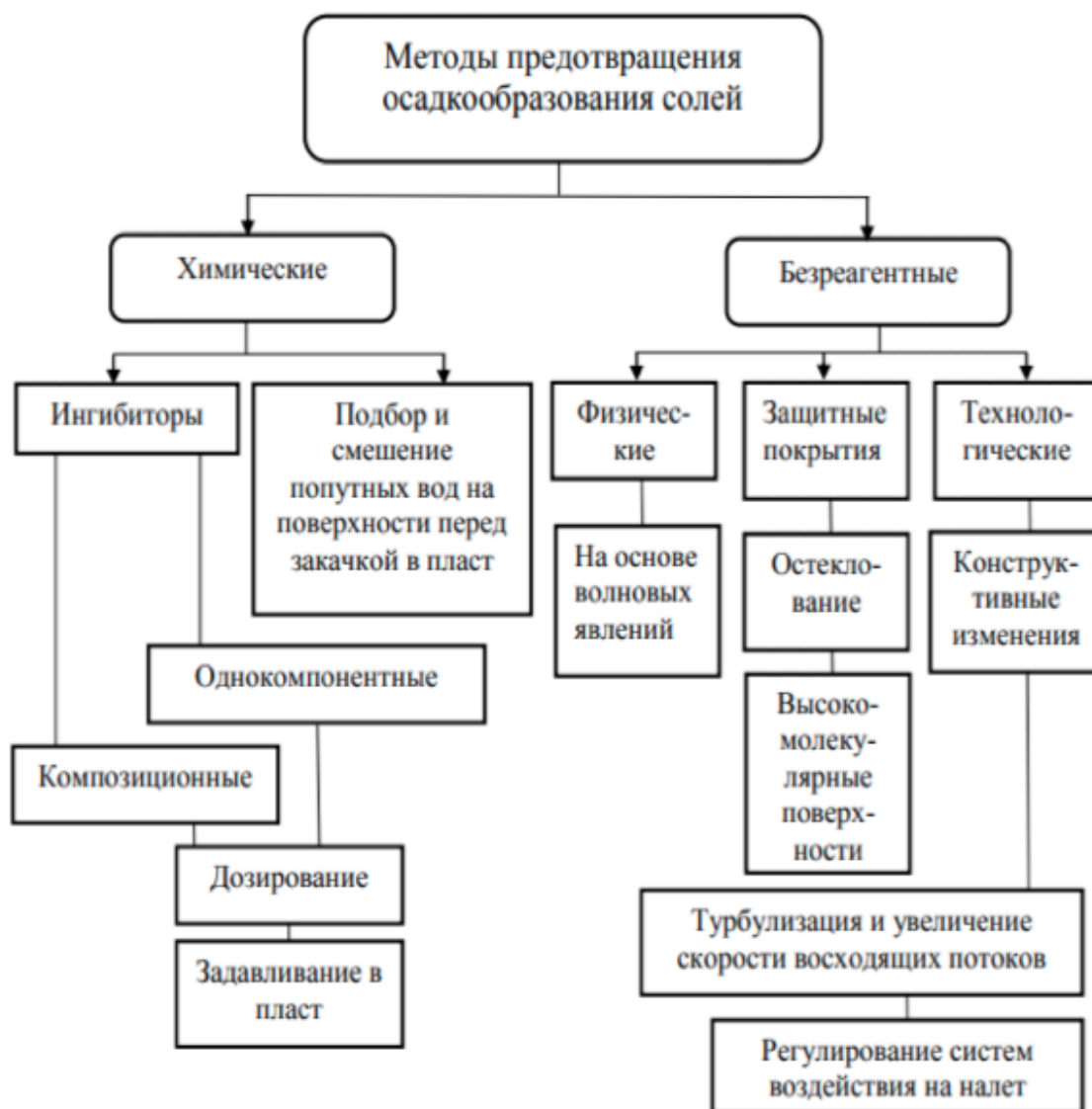


Рисунок 4 – Схема методов предотвращения солеотложений

Практика нефтяного месторождения показывает, что даже при правильной организации работ по предотвращению образования накипи в скважинах и оборудовании не исключается необходимость периодических работ по удалению осадка, образованного из неорганических солей. В зависимости от характера солевых отложений, расположения и их состава применяются различные методы удаления осадка, которые делятся на химические и механические. Если с помощью механического метода удаления солевых отложений, бурения эксплуатационных пробок и использования различных скребков, химические методы удаления отложений имеют широкий спектр применения [1].

Технологические методы

При добыче нефтяных месторождений технологические методы используются для устранения или ограничения возможности смешивания химически несовместимой воды и для увеличения скорости потока нефти и воды в системе возвышения и в пределах нефтяного месторождения.

Первый технологический метод состоит в изменении технологических параметров, то есть изменении давления на дне путем изменения размера электрического центробежного насоса (ЭЦН) и (или) глубины спуска. Недостатком этого способа является использование этого метода только для ремонта подземных скважин.

Второй технологический метод - это выбор и подготовка агента (воды) в системе ППД: он выбирается с учетом совместимости с добываемой и добываемой водой. Солеобразующий ион удаляется из введенного агента. Преимуществами этого метода являются высокая эффективность, сохранение продуктивности скважины за счет защиты от загрязнения, от пласта и системы добычи нефти. Недостатки - сложность реализации, потребность в нескольких источниках воды для инъекций, значительные затраты на приготовление закачиваемого агента и значительные затраты на инфраструктуру для осуществления целевого впрыска в зависимости от типа воды [7].

Следующий технологический метод - турбулентные потоки. Этот метод сокращает время пребывания перенасыщенных растворов в скважине, снижая скорость восходящего потока жидкости и ухудшая условия кристаллизации солей, уменьшая количество микрокристаллических отложений и уменьшая скорость адгезии на поверхности оборудования. Но недостатком этого метода является смешанный результат.

Для уменьшения окалины в добывающих скважинах используется технологический прием - это спуск к трубопроводу «вкладышей» интервалов фильтрации. Это помогает создать скорости на входе, необходимые для удаления водонефтяной смеси на поверхности мелкодисперсного осадка

кристаллической соли, предотвращая гравитационное осаждение кристаллов на дне скважин и рост солевых буферов.

Устранение окалины в скважинах также осуществляется за счет турбулентности водонефтяных смесей, свойства которых зависят от физико-химических свойств нефти и воды и гомогенизации (образование эмульсии «вода в нефти»). Эта эмульсия блокирует кристаллы соли, образующиеся в глобулах воды, которые переносятся на поверхность потоком смеси [8].

На основе турбулентности разработан метод вибрации стержня для борьбы с отложением соли. На рисунке 5 приведена схема устройства.

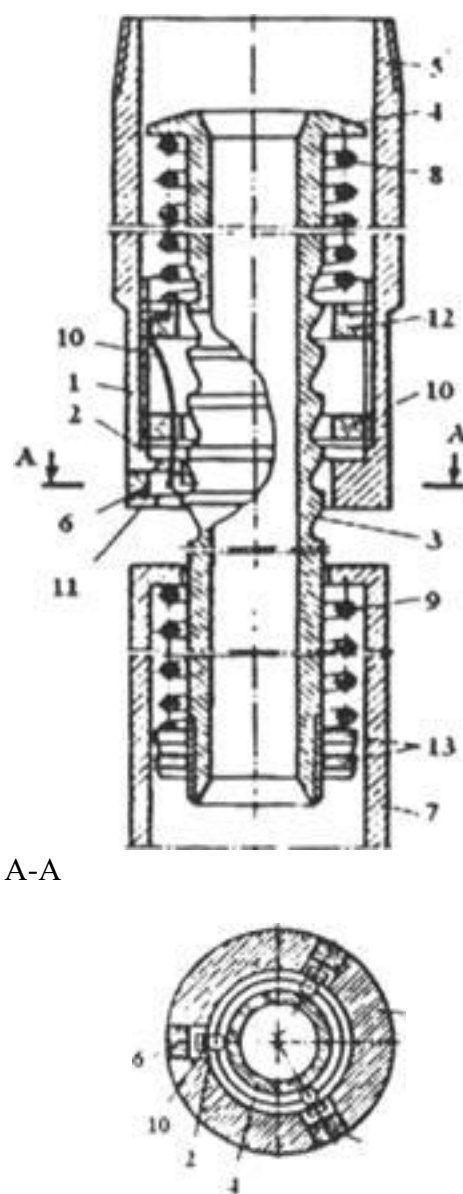


Рисунок 5 – Схема устройства предотвращения отложений солей вибрацией хвостовика со скважинным штанговым насосом

1 - вибратор; 2 - подпружиненные шарики; 3 - поперечные канавки; 4 - ниппель; 5 - резьба; 6 - радиальные каналы; 7 - хвостовик; 8,9 - цилиндрические пружины; 11 - пробки; 12 - втулка; 13 - гайки.

Другой технологический метод заключается в ограничении проникновения воды в скважины, то есть в обзор скважин в случае попадания воды из-за утечки из эксплуатационной колонны и использования гидроизоляционных составов в случае разрыва воды в пласте. Целью этого метода является исключение возможности смешивания химически несовместимых вод. Недостатком этого способа является то, что процессы связаны со значительными затратами и сложностью их реализации [7].

Термические методы борьбы

Современные тенденции в области охраны окружающей среды требуют разработки новых высокоэффективных «зеленых» ингибиторов солеотложения, применение которых значительно снижает отрицательное воздействие на природу. Полисахариды (арабиногалактан, натриевая соль карбоксиметилцеллюлозы, гуаровая камедь и другие) оказывают влияние на кристаллообразование кальциевых солей, их полиморфные формы, морфологию и размеры частиц, что стимулирует исследования по созданию на их основе новых эффективных и нетоксичных «зеленых» нефтепромысловых реагентов – ингибиторов солеотложения.

Механические методы борьбы

Механические методы удаления отложений - очистка скважин путем бурения мощных солевых пробок или обработки колонны с помощью разверток, скребков и последующей стандартизации - обеспечивают положительный эффект, если интервал бурения не покрыт отложениями соли. Если каналы фильтрации заблокированы отложениями штукатурки, необходимо снова просверлить колонну. Механическая очистка является дорогостоящей задачей, поэтому в настоящее время наиболее широко используются химические методы удаления отложений [1].

Химические методы борьбы

Химические методы включают исследования, подготовку и использование для закачки в пласт высоко минерализованных вод, совместимых с пластом. Введение в резервуар различных химических жидкостей для увеличения нефтеотдачи (H_2SO_4 , щелочи, CO_2 и т. д.) Устраняет или резко снижает образование накипи.

В настоящее время химические ингибиторы используются для долговременной защиты скважин и оборудования от солеотложения. Их добавляют в солевой раствор, что значительно уменьшает образование его осадка.

Роль ингибиторов заключается в предотвращении развития кристаллов, изменении их формы и размеров, предотвращении и уменьшении адгезии кристаллов.

В каждом случае химические ингибиторы солеотложения разделяются по механизму:

- комплексообразователи;
- хелатообразователи;
- ингибиторы порогового действия.

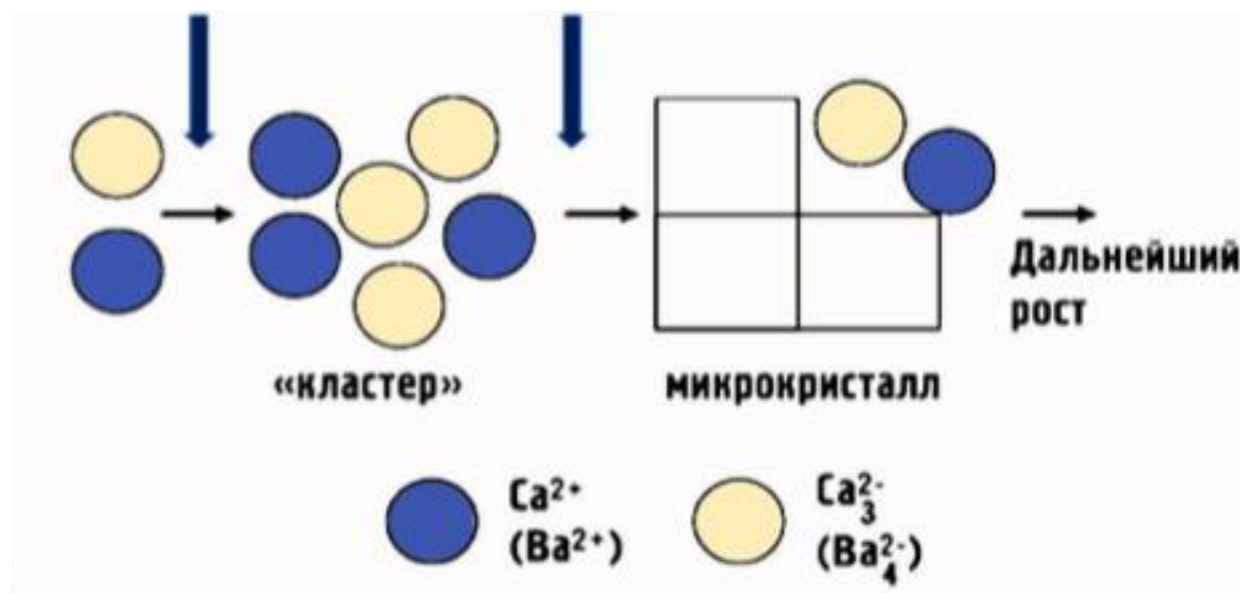


Рисунок 6 - Стадии действия ингибиторов-комплексообразователей

Комплексообразующие и хелатообразующие агенты действуют на микроуровне. Механизм действия этих двух ингибиторов обрастания заключается в ингибировании адсорбции. Когда ингибиторы попадают в кристаллическую структуру осажденной соли, они связываются с катионами металлов кристаллических солей и значительно снижают скорость роста кристаллов. Затем они образуют водорастворимые комплексы и удерживают их в общем потоке (рисунок 7).

Основываясь на механизме действия этих двух ингибиторов отложений, мы видим, что их эффективность напрямую зависит от стехиометрии, а жизнеспособность зависит от солености воды и, точнее, от начального содержания осажденных катионов.

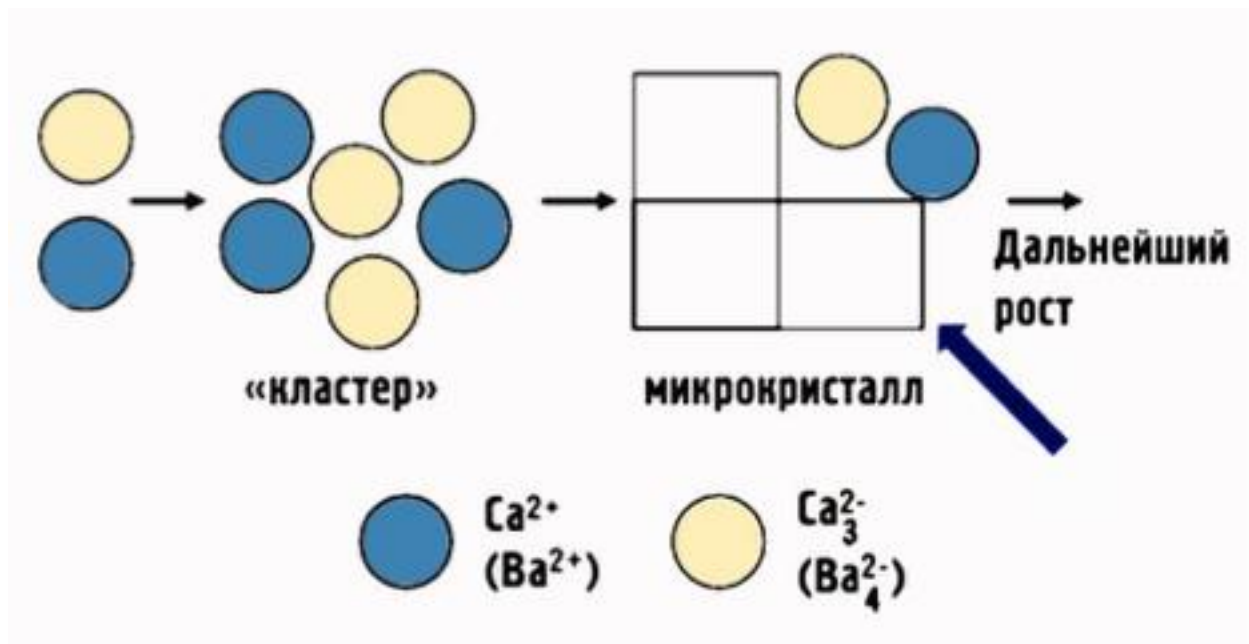


Рисунок 7 - Стадии воздействия ингибиторов порогового действия

Ингибиторы пороговой шкалы действуют на макроуровень, включающий уже сформированные микрокристаллы и гидрофилизирующий их [7]. Когда пороговые ингибиторы входят в кристаллическую сеть в масштабе, эти ингибиторы связываются с центрами кристаллов соли и значительно снижают скорость роста кристаллов. Эффективность пороговых ингибиторов заключается в ингибировании образования накипи при низких концентрациях по сравнению

со стехиометрическими количествами, что может значительно снизить затраты на обработку (рисунок 7).

Большинство ингибиторов действуют на пласт в течение короткого периода времени. Следовательно, применение пороговых ингибиторов обладает высокой эффективностью и экономической жизнеспособностью.

Срок полезного использования ингибиторов зависит от химического состава поверхности, температуры и pH раствора в пласте. Если адсорбционная способность пород-коллекторов ограничена в пластовых условиях, срок полезного использования составит от 3 до 6 месяцев. В особых случаях, если адсорбционная способность пород-коллекторов высокая, а расход воды низкий, срок полезного использования составляет 2 года.

Большинство ингибиторов солеотложений представляют собой фосфорсодержащие соединения: неординарные полифосфаты, фосфорные кислоты, минофосфаты, сложные эфиры органических фосфатов, полимеры, кислотные сополимеры и т. д.

Каждый ингибитор предотвращает осаждение только конкретной соляной группы, поскольку ингибиторы, используемые для предотвращения отложения соли, не являются универсальными. Приблизительные эффективные дозировки ингибиторов часто выполняются при технических условиях их применения. Однако на самом деле эффективные дозы ингибиторов обрастания в скважине должны быть подтверждены лабораторными испытаниями с учетом солености пластовой воды и гидрохимической среды пласта [9].

Жесткие требования к ингибиторам солеотложения можно разделить на общие и специальные.

Общие требования:

1) не проявляют негативного влияния на технологические процессы добычи, сбора, транспортировки и подготовки нефти, включая использование в них химических продуктов для различных целей;

2) не причиняют негативное воздействие на технологический процесс нефтепереработки, что приводит к уменьшению качества нефтепродуктов переработки;

3) коррозионная активность среды, в которой они растворены, не увеличивается;

4) не содействуют увеличению стойкости водонефтяной эмульсии;

5) должны быть безвредными для окружающей среды и безопасными для обслуживающего персонала;

6) избыточное содержание ингибиторов в разных составах растворах необходимо анализировать в промышленных условиях;

7) каждый ингибитор должен обладать технологическими характеристиками применения, предельно возможными концентрациями для воздуха и воды, а также требованиями безопасности при выполнении работ.

Специальные требования:

1) предупреждают солеотложения при низких концентрациях реагента;

2) должны быть совместимыми с нагнетаемыми, попутно добываемыми и пластовыми водами различного состава и хорошо растворяться в них;

3) должны быть стабильными при транспортировке и хранении.

Физические методы

Химические методы предотвращения отложения солей не всегда используются. Все реагенты и их композиции закачиваются в резервуар, переносятся вместе с жидкостью, образующейся в системе сбора и обработки масла, что может вызвать негативные проблемы, повлиять на окружающую среду и свойства масла. Поэтому люди используют более экологически чистые неактивные технологии, особенно физические.

Сегодня методы предотвращения образования солевых отложений должны быть дешевыми, надежными, экологически чистыми и т. д. Таким образом, три метода используются на основе этих требований: электрические, магнитные и акустические воздействия.

Первым из этих физических методов является использование звуковых полей. Целью этого метода является дезактивация поверхностей под воздействием мощных звуковых полей. На границе раздела «твердое тело-жидкость» эти звуковые поля предотвращают образование центров кристаллизации, изменяют структуру солей, отделяют мелкие кристаллы соли от поверхности и удаляют их до объема жидкости. Затем микрокристаллы, взвешенные из солей в объеме жидкости, транспортируются потоком скважины. Однако недостатками этого метода являются сложность проекта и низкие знания, помимо того, что они не предотвращают образование солей, а лишь превращают их в продукты.

Второе - это использование электрических и магнитных полей. Когда минералы (CaCO_3 , кислотная соль угольной кислоты, MgCO_3 и $\text{Mg}(\text{HCO}_3)_2$) растворяются в воде, в растворе будут присутствовать отрицательные и положительные ионы. Когда максимальное количество вещества достигается при определенной температуре и давлении, этот раствор насыщается. Однако если концентрация вещества увеличивается с изменением условий, раствор становится насыщенным [7].

Если в растворе присутствуют необходимые затравочные кристаллы, растворенные вещества будут кристаллизоваться из раствора, и это может привести к отложению солей в пространстве скважины. Следовательно, система постоянных магнитов или электромагнитов используется для магнитной обработки жидкостей. Под воздействием магнитных полей изменяется структура растворенных солей, что приводит к исчезновению твердых осадков.

В растворе положительные и отрицательные ионы вещества должны группироваться вместе для образования затравочных кристаллов. Благодаря такому распределению заряда ионы можно считать диполями. Поэтому под воздействием электрических полей эти ионы будут ориентированы относительно этого поля. Этот процесс значительно увеличивает вероятность столкновений между заряженными частицами противоположного заряда и приводит к росту заряженных ионов в противоположном направлении от

растворенного вещества. Кроме того, электрическое поле уменьшает силы притяжения и вызывает сродство молекул воды к ионам, что приводит к образованию затравочных кристаллов.

Преимуществом этого метода является простота конструкции. Недостатком является необходимость установки грузоподъемного оборудования, необходимость обработки продукта перед началом процесса кристаллообразования [10].

Физические методы предотвращения отслаивания подходят для защиты отдельных компонентов оборудования, которые работают в зонах более интенсивного осаждения соли. Широкое внедрение этих методов ограничено отсутствием разумных ограничений для их применения и несоответствием результатов пилотных испытаний.

Химико-механические методы борьбы

Исторически доминирующими реагентами ингибирования солеотложений в нефте- и газодобыча были неорганические и органические фосфорсодержащие соединения, и синтетические водорастворимые полимеры [11].

1.4 Общие сведения о месторождениях Западной Сибири

Практика нефтедобычи в Западной Сибири свидетельствует, что солеотложения является одним из наиболее существенных факторов, приводящих к снижению продуктивности добывающих скважин и наработки на отказ скважинных насосов. Мониторинг отложений указывает на то, что доля солевых в общем числе отказов ЭЦН варьируется от 12 до 25 %. Различная интенсивность солеотложения в скважинах связана с разной насыщенностью попутно-добываемых вод солеобразующими ионами, обводненностью добываемых флюидов, условиями эксплуатации погружных скважинных насосов. В скважинах месторождений Западной Сибири отмечено выпадение сульфатных (барит) и карбонатных (кальцит) осадков. Основным источником солей, выпадающих в осадок при добыче нефти – это попутные воды, добываемые вместе с нефтью. В условиях Западной Сибири чаще всего причиной отложения

солей служит нарушение карбонатного равновесия вследствие изменения термобарических параметров. В скважинах, оборудованных УЭЦН, отложения солей могут осаждаться на сетке насоса, поверхности погружного электродвигателя, валах и крыльчатках насоса, токоведущем кабеле. По факту подобные отложения обнаруживаются на месторождении [12].

Как показывают расчеты, значения расчетного индекса насыщения для скважин выводимых из бурения составит SI 0,44-1,08. Максимальные значения отмечаются в зоне забой - насос. По теории Оддо и Томсона, заметные солевые отложения появляются при индексе насыщения SI более 0,4, однако следует учитывать, что при наличии турбулентности этот порог снижается. Также следует учитывать, что наиболее существенное влияние на кристаллизацию солей из пересыщенного раствора оказывают асфальтены и смолы, выступающие центрами кристаллизации солей, что может привести к формированию осадка, несмотря на низкое значение SI . Так по результатам определения качественного и количественного состава твердых отложений на большинстве месторождений Западной Сибири выявлено, что более 50 % массы составляют карбонаты. В процессе эксплуатации и роста обводненности риски негативного влияния солеотложения увеличиваются.

2 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЯЕМЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПО БОРЬБЕ С СОЛЕОТЛОЖЕНИЯМИ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Процесс добычи нефти сопровождается отложением твердых осадков неорганических веществ, накапливающихся в призабойной зоне пласта добывающих скважин, на стенках эксплуатационной колонны и лифтовых труб, в насосном оборудовании и наземных коммуникациях систем сбора и подготовки нефти. Главным источником выделения солей является вода, добываемая совместно с нефтью. Процессу солеотложения подвержены скважины и наземное оборудование, эксплуатирующееся в условиях обводнения добываемой продукции. Выпадение химического вещества в осадок из раствора происходит в том случае, если концентрация этого вещества или иона в растворе превышает равновесную. Выпадение осадка может происходить:

- при смешивании вод различного состава несовместимых друг с другом;
- при перенасыщении вод в результате изменения термобарических условий в скважине, либо насосе;
- при испарении воды.

Смешивание несовместимых вод, приводящее к солеобразованию, происходит при выводе скважины на режим из глушения, при реализации различных способов заводнения месторождения, при смешивании на забое скважины вод различных нефтяных пропластков несовместимых друг с другом и т.д.

При выводе скважины после глушения поступающая из пласта попутно-добываемая вода смешивается с раствором глушения. В процессе смешивания раствора глушения на основе хлористого кальция с пластовой водой гидрокарбонатно-натриевого типа возможно образование перенасыщенного карбонатом кальция водного раствора из-за увеличения содержания в смеси ионов кальция и снижения содержания растворенного в пластовой воде CO_2 , что приводит к выпадению избыточного количества карбоната в стволе скважины и

насосном оборудовании. Солеобразование карбоната кальция протекает и при глушении скважин раствором хлористого натрия. В этом случае выпадение карбоната обусловлено только снижением содержания растворенного CO_2 при смешивании насыщенной либо близкой к насыщению пластовой воды и раствора глушения. Из-за разной проницаемости пропластков нефтяного пласта в стволе скважины происходит смешивание попутно-добываемых вод с различным содержанием солеобразующих ионов и растворенного CO_2 , что зачастую приводит к образованию пересыщенных в отношении карбоната кальция водных растворов и выпадению карбонатных осадков в стволе скважины. Этот фактор может оказывать решающее влияние на солеотложение при прорыве нагнетаемых вод в призабойную зону скважины.

Подъем по скважине добываемой продукции сопровождается снижением температуры и давления. При снижении давления происходит нарушение сложившегося в пластовых условиях равновесного водного состава. Устанавливается новое соотношение растворенного диоксида углерода между водной и нефтяной фазами. Снижение содержания диоксида углерода в воде приводит к увеличению показателя pH раствора и, как следствие, к выпадению карбоната кальция из насыщенных солеобразующими ионами сред.

Процесс интенсифицируется при снижении давления ниже давления насыщения нефти. Из нефти выделяются газообразные компоненты, что приводит к снижению содержания углекислоты в нефти и водной фазе и, как следствие, к выпадению новых порций карбоната кальция. В результате происходит отложение солей в эксплуатационной колонне, на поверхности насосного оборудования и рабочих колес электроцентробежных насосов.

Существенным фактором, оказывающим влияние на солеотложение в низкообводненных скважинах, является частичное испарение воды в газовую фазу в процессе разгазирования скважинной продукции. В процессе испарения воды происходит общее понижение растворимости солей. В осадок могут перейти растворимые в обычных условиях соли – хлориды щелочных и щелочноземельных металлов. Интенсивное отложение карбоната кальция на

рабочих колесах ЭЦН происходит из-за повышения температуры потока добываемой продукции, вызванного теплоотдачей работающего погружного электродвигателя. С ростом температуры снижается растворимость карбоната кальция, что интенсифицирует солеотложение карбонатных осадков на колесах ЭЦН.

Наибольшее распространение имеют химические методы предупреждения солеотложения, основанные на применении химических реагентов-ингибиторов. Они позволяют обеспечить качественную и продолжительную защиту оборудования от солеотложения на всем пути движения водонефтяной смеси. Возможно производить закачку ингибитора через систему ППД или устанавливать глубинные или устьевые дозаторы с контейнерами.

Однако существует проблема коррозионного воздействия ингибитора на внутрискважинное оборудование и обсадную колонну, химическое взаимодействие с нефтью и эмульсией. Кроме того, в условиях Западной Сибири применяемые ингибиторы солеотложения должны совмещать как низкотемпературные параметры (не замерзать при температуре до -50°C), так и высокую термостабильность, т.к. температура на приеме УЭЦН может достигать 120°C . Ингибиторы солеотложения должны также хорошо перекачиваться в условиях низких температур.

В настоящее время существует широкий спектр ингибиторов солеотложений, удовлетворяющий вышеперечисленным требованиям. Опыт применения этих ингибиторов на месторождения Западной Сибири показывает их эффективность даже при небольших концентрациях - от 10-20 г/т попутной воды.

Основной технологией предупреждения солеотложения является подача ингибитора через затрубное пространство при помощи устьевого дозирующего устройства на прием насоса. Тот факт, что образование кальцита происходит в пласте и в зоне скважины «забой – насос» существенно снижает технологическую эффективность подачи ингибитора солеотложения через

затрубное пространство скважины.

Отложение кальцита в около скважинной зоне имеет место и в скважинах с ГРП. Отложение солей в трещине ГРП с проницаемостью несколько Дарси, тем не менее, снижает проницаемость трещины, увеличивает скин и, соответственно приводит к снижению, продуктивности скважины. Это выражается в «падающей» добыче при постоянном пластовом и забойном давлении.

Заметим, что размещение ингибитора в пласте по технологии задавки ингибитора солеотложения в добывающие скважины, кроме того, позволяет защищать воду от выпадения солей от ПЗП до устья скважины.

Используемые ингибиторы представляют собой многокомпонентные смеси. Основное действующее вещество, входящее в состав торговых марок, подразделяют на три типа в зависимости от механизма их действия на солеобразующие компоненты: хелатного действия, «порогового» действия и кристаллоразрушающие ингибиторы.

Ингибиторы «порогового» действия в минимальных количествах препятствуют зарождению и росту кристаллов солей. К этому классу соединений относятся фосфонатные комплексоны. Основное достоинство которых, является их высокая эффективность в значительно меньших от стехиометрических количествах. К недостаткам можно отнести их высокую коррозионную агрессивность. Снижение коррозионной агрессивности достигается применением нейтрализованных форм комплексонов моно-, ди-, триалкиламинами. Нейтрализованные фосфорсодержащие комплексоны входят в состав большинства современных отечественных и зарубежных композиций, используемых для защиты нефтепромыслового оборудования от солеотложений.

Кристаллоразрушающие ингибиторы не препятствуют кристаллизации солей, но видоизменяют форму кристаллов. К этому типу ингибиторов относятся низкомолекулярные полимеры: гидролизированный полиакриламид (ПАА, окисленный лигнин). В настоящее время ингибиторы этого типа, как однокомпонентные реагенты практически не используются из-за относительно низкого защитного эффекта (около 60 %), однако входят в состав ингибиторных

композиций, используемых, например, в технологии задавки в пласт.

Актуальным методом борьбы с солеотложениями является дозирование реагента в затрубное пространство. Эффективность мероприятий подтверждается отсутствием повторных отказов.

В таблице 3 приведен перечень основных текущих мероприятий по предупреждению осложнений, обозначены условия применения.

Таблица 3 Мероприятия по предотвращению осложнений, связанных с солеотложениями при эксплуатации скважин по Западно-Лугинецкому месторождению

№ п/п	Мероприятие	Ед.изм	План
1	Отбор образцов отложений твердого осадка с УЭЦН при демонтаже (с поверхности) с последующей отправкой в ХАЛ НГДП	-	Постоянно
2	Отбор образцов отложений твердого осадка с УЭЦН при разборе (с внутренних поверхностей насоса) с последующей отправкой в ОПНХ для анализа.	-	Постоянно
3	Внедрение устьевых дозаторов для постоянного дозирования химреагента	шт.	5
4	На скважинах солевого фонда до монтажа УДР производить периодическую закачку (1 раз в месяц) расчетного количества ингибитора солеотложения в затрубное пространство работающей скважины	-	Постоянно
5	Включение в компоновку УЭЦН контейнеров-ингибиторов солеотложений ТРИЛ-СВ по согласованию с ОПНХ с учетом применимости технологии согласно СК и для тех скважин, где отложения солей ниже приёма насоса.	шт.	4
6	Применение интеллектуального режима работы СУ - "Встряхивание"	-	При индексе С-2
7	Осуществление перевода скважины в режим ПКВ при недопустимых параметрах работы (снижение дебита более 20% от номинала в соответствии с Стандартом Компании).	-	При необходимости
8	Анализ рекомендаций по установке устьевых дозаторов на скважинах солевого фонда.	шт.	12
9	Проведение профилактических СКО при угрозе преждевременного отказа (остановки по ЗП, подклинки при эксплуатации по БСИ).	-	При необходимости

Проблема отложения неорганических солей на рабочих органах глубинно-насосного оборудования, как правило, фигурирует на втором месте в списке

причин отказов погружных установок, уступая лишь засорению мехпримесями и иногда «необеспеченному притоку». Между тем, в значительном числе случаев мехпримеси на поверку оказываются либо агломератами солей, либо соледержащими частицами. Кроме того, солеотложение почти всегда сопровождается отказами ГНО на фоне с другими «приоритетными» осложняющими факторами. Именно солеотложение стало главным осложняющим фактором.

На рисунке 8 показано отложение солей на внутренних стенках НКТ.



Рисунок 8 – Отложение солей на внутренних стенках НКТ

Причины, приводящие к солеотложению на элементах ГНО и прочем скважинном оборудовании многообразны, и на сегодняшний день эта область исследований далеко не исчерпана. И, тем не менее, больших разночтений в производственно значимом перечне основных причин на сегодня нет. Согласно одной из классификаций, к первой группе относится высокая обводненность продукции скважины, а также причины, связанные с параметрами добываемой (пластовой) жидкости как таковой - наличие в ней растворенных и нерастворенных природных минералов. Сюда же относятся особенности геологического строения разрабатываемых пластов. Вторая группа причин сопряжена с изменением термобарических условий в скважине в процессе интенсивного отбора жидкости для поддержания проектных темпов разработки месторождения, что приводит к выпадению осадка. Так, смещение рабочей зоны в левую часть гидродинамической характеристики приводит к повышению температуры перекачиваемой жидкости и увеличению кавитационных процессов и, как следствие, к выпадению солей в осадок. В третьем случае к формированию солеобразующих соединений и агрессивной среды приводит

смешивание пластовых вод с закачиваемыми водами другого состава. И, наконец, четвертая группа причин связана с особенностями и недостатками конструктивного исполнения ГНО, а также с повреждением оборудования, в том числе по причине коррозии.

Если первая (геологическая) группа причин достается цеху добычи вместе со скважиной, то вторая («термобарическая») группа большей частью имеет техногенное происхождение.

Использование ингибиторов в таких скважинах показало их низкую эффективность, т.к. все ингибиторы являются водорастворимыми.

Отметим, что кислотные промывки ГНО как способ борьбы с солеотложением в некоторых случаях не лишены своих рисков: при недостаточном контроле за процессом можно получить рост отказов по коррозии ГНО.

Подача ингибитора в пласт

Анализ выноса ингибиторов по тем скважинам, на которых проводились задавки в пласт, показал отклонение фактического выноса от прогнозного в пределах 9–10 %. При этом используемые ингибиторы сохраняют свою эффективность даже при снижении концентрации до значений меньше 10 мг/л.

Особенно это относится к случаям заправки водных растворов ингибитора. Еще один фактор риска – возможная несовместимость ряда ингибиторов с жидкостями глушения на основе солей кальция.

В этой связи использование данной технологии обязательно должно предваряться проведением блока исследований: подтверждение совместимости жидкостей, определение адсорбционно-десорбционных свойств и т.д.

Факторы, интенсифицирующие процесс отложения кальцита:

- 1) увеличение концентрации ионов кальция в попутно добываемой и закачиваемой в пласт воде (по причине глушения скважин хлоридом кальция);
- 2) смешение в пласте несовместимых типов вод – гидрокарбонатно-натриевой и хлоркальциевой сеноманской воды;
- 3) снижение забойного давления (при интенсификации);

- 4) рост обводненности продукции скважин;
- 5) высокая температура ЭЦН;
- 6) высокий газовый фактор

На рисунке 9 показаны результаты солеотложений в НКТ и на рабочих органах насосов.



Рисунок 9 – Пример результата солеотложений в НКТ и на рабочих органах насосов

Таблица 4 – Основная причина образования сульфатных осадков (сульфатов кальция, бария и стронция) – смешение несовместимых вод:

Уравнение реакции	Растворимость в воде, г/л
$\text{Ca}^{2+} + \text{SO}_4^{2-} \rightarrow \text{CaSO}_4 \downarrow$	2,09
$\text{Ba}^{2+} + \text{SO}_4^{2-} \rightarrow \text{BaSO}_4 \downarrow$	0,0023
$\text{Sr}^{2+} + \text{SO}_4^{2-} \rightarrow \text{SrSO}_4 \downarrow$	0,144

Из известных на сегодня способов борьбы с солеотложением наиболее эффективным и технологичным является способ предупреждения отложений с применением химических реагентов – ингибиторов.

При правильном выборе ингибитора и соответствующей технологии его применения может быть обеспечено технологически полное предупреждение отложения неорганических солей на всем пути движения продукции скважин – от забоя до пунктов подготовки нефти и воды.

Технологии борьбы с солеотложением

Существующие технологии позволяют проводить работы как по удалению солеотложения в скважине, так и по его предупреждению. На месторождениях «НК «Роснефть» реализуются оба вида технологий, однако, приоритет в

последние годы направлен на предотвращение солеотложения. Так в 2005 г. произошло снижение числа кислотных обработок УЭЦН по наиболее крупному нефтедобывающему предприятию «НК «Роснефть» - ОАО «Юганскнефтегаз» и увеличение количества скважин, оборудованных УДЭ, для постоянного дозирования ингибитора солеотложения в скважину.

Разработанная и реализуемая в «НК «Роснефть» методология борьбы с солеотложением, включающая практически все основные этапы МС, достаточна эффективна, но вместе с тем требует дальнейшего совершенствования, как в части моделирования и прогноза, так и в применяемых сегодня технологиях предупреждения солеотложения, особенно, в части защиты скважинного оборудования.

Накопленный опыт эксплуатации УЭЦН свидетельствует, что при их заглублении ухудшаются условия теплоотдачи ПЭДа и происходит интенсивный разогрев добываемых флюидов. В результате, снижается растворимость кальцита основного компонента солеотложения в скважинах Западно-Сибирского региона. Разгазирование также способствует выпадению кальцита из-за снижения содержания растворенного диоксида углерода в водной среде. При интенсификации солеотложения в зоне приема ЭЦН (Рисунок 3) с положительной стороны зарекомендовала себя технология постоянного дозирования ингибитора солеотложения в затрубное пространство скважины наземными дозировочными установками УДЭ.

Анализ работы осложненных скважин, оборудованных УДЭ, показал, что в среднем коэффициент увеличения наработки на отказ ЭЦН вырос более чем в 2 раза. Широкомасштабное применение технологии постоянного дозирования ингибитора солеотложения при помощи УДЭ позволило снизить количество солевых отказов.

Одним из факторов, осложняющих реализацию технологии постоянного дозирования ингибитора в затрубное пространство, является его коррозионная агрессивность. Были выявлены коррозионные разрушения НКТ и оболочки силового кабеля в затрубном пространстве некоторых ингибируемых скважин .

В настоящее время промышленностью производятся ингибиторы солеотложения с различной величиной pH товарных форм, а, следовательно, и различной коррозионной агрессивностью. Результаты испытаний коррозионной агрессивности некоторых ингибиторов солеотложения, представлены в табл. 3.

Результаты испытаний явно указывают на тенденцию роста коррозионной агрессивности ИС с понижением величины показателя pH раствора. В этой связи применение реагентов с низким pH среды увеличивает риск коррозионных разрушений скважинного оборудования.

Для защиты от солеотложения скважин, расположенных в труднодоступных районах проходит испытание технология подачи ингибитора при помощи погружных контейнеров-дозаторов, подвешиваемых под ПЭД УЭЦН. Результаты испытаний позволят выявить границы применимости технологии и оптимизировать конструктивные характеристики дозаторов и состав ингибиторной композиции.

Таблица 4 – Коррозионная агрессивность товарных форм ингибиторов солеотложения

Ингибитор солеотложения	Скорость коррозии, мм/год (г/м ² ×час)	pH товарной формы	Балл коррозионной активности товарной формы (ГОСТ 13819)	Степень агрессивного воздействия реагентов (РД 39-0147103-362-86)
	Товарная форма			
Акватек 511 М	0,03 (0,03)	8,30	4	слабоагрессивная
Antisel FC 85	0,11 (0,10)	7,30	6	среднеагрессивная
Азол 3010	0,45 (0,40)	6,11	6	среднеагрессивная
Сонсол 2001 А	0,15 (0,13)	8,10	6	среднеагрессивная

Число периодических обработок скважин ингибиторами солеотложения через затрубное пространство неизменно сокращается, что связано с высокими эксплуатационными затратами на периодический подвоз и закачку реагента, невозможностью регулировки эффективной дозировки ингибитора. Достаточно

быстрое поступление закачиваемого в затрубное пространство скважины водного раствора ингибитора солеотложения требует четкого соблюдения графика ингибирования. Отсутствие возможности регулировки дозирования реагента зачастую значительно снижает эффективность ингибирования солеотложения.

Моделирование процесса солеотложения в скважинах на ряде месторождений свидетельствует о выпадении солей в призабойной зоне пласта и интервале «призабойная зона пласта - прием ЭЦН». В этом случае введение ингибитора на прием ЭЦН при помощи УДЭ малоэффективно.

На таких месторождениях с положительной стороны зарекомендовала себя технология закачки ингибитора солеотложения через систему ППД вместе с нагнетаемой в пласт водой. Применение данной технологии эффективно при воздействии через систему ППД одновременно на 5-6 солеотлагающих добывающих скважинах, характеризующихся устойчивыми гидродинамическими связями с нагнетательными скважинами [4]. В результате опытных обработок произошло снижение числа отказов ЭЦН по причине солеотложения, а их наработка выросла в 1,4 - 4,9 раза. Отмечался рост добычи нефти по солеотлагающим скважинам по сравнению с базовым уровнем, что связано как с общим снижением времени простоя, так и с ингибированием процесса солеобразования в порах водонасыщенной части продуктивного пласта и призабойной зоны скважины. Испытания технологии показали, что период защиты от солеотложения очаговой зоны скважин от одной закачки ингибитора по данной технологии составляет не более 6-7 месяцев.

В настоящее время для ряда осложненных солеотложением месторождений «НК «Роснефть» выделены зоны для обработки скважин ингибитором через нагнетаемую в пласт воду на Приобском, Тарасовском, Барсуковском и Восточно-Янгтинском месторождениях.

Внедряется в производственную практику технология задавки ингибитора солеотложения в призабойную зону пласта (технология SQUEEZE)

Реализация технологии предполагает проведение широкого комплекса исследований:

- тестирование ингибиторов солеотложения на пластовой воде;
- определение совместимости растворов ингибитора солеотложения с пластовой водой;
- исследование влияния дозировки выносимого ингибитора солеотложения на эффективность применяемых деэмульгаторов при подготовке нефти;
- исследование изменения коррозионной агрессивности скважинной продукции при содержании в ней ингибитора солеотложения в выносимой концентрации;
- исследование адсорбционно-десорбционных свойств ингибитора солеотложения в статических и динамических условиях на реальном керновом материале. Построение изотермы адсорбции;
- определение дизайна задавки. Моделирование скорости выноса ингибитора солеотложения от объема основной задавки, концентрации раствора ингибитора солеотложения, объема продавочной жидкости;
- разработка методического обеспечения задавки – составление Программы работ, определение потребности в технических средствах и химических реагентах для проведения задавки.

Проводимые в настоящее время работы по моделированию процесса задавки в ПЗП неводных ингибиторов солеотложения позволят избежать риска от возможного снижения продуктивности скважин при закачке растворов в пласт и, в перспективе, обеспечат защиту скважинного оборудования от солеотложения продолжительностью до 500 суток.

Таким образом, развиваемая в «НК «Роснефть» система МС требует дальнейшего совершенствования в области прогноза солеотложения, приемов и методов контроля возможных рисков, экономического обоснования применяемых технологий. Вместе с тем, накопленный опыт применения технологий борьбы с солеотложением позволил определить критерии выбора скважин для наиболее эффективного применения основных технологий

предупреждения солеотложения. Анализ проводимых работ по ингибированию солеотложения в скважинах ОАО «Юганскнефтегаз» позволил выработать основные рекомендации по минимизации рисков солеотложения и предложить программу по распространению технологий предупреждения солеотложения на другие осложненные месторождения «НК «Роснефть».

3 ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЯЕМЫХ ТЕХНОЛОГИЙ БОРЬБЫ И ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ

3.1 Анализ технологий, направленных на борьбу и предупреждение солеотложений и коррозии

Можно выделить следующие основные технологии предотвращения процессов коррозии и солеотложений в добывающих скважинах с применением химических реагентов:

- 1) Периодическое дозирование ингибитора в затрубное пространство;
- 2) Капиллярное дозирование;
- 3) Установка погружных скважинных контейнеров (ПСК) с ингибитором в составе скважинного оборудования;
- 4) Использование капсулированных ингибиторов;
- 5) Задавка ингибитора в пласт;
- 6) Дозирование с помощью УДР.

Периодическое дозирование ингибитора в затрубное пространство

Технология заключается в серии одноразовых закачек пачек ингибитора в затрубное пространство. Частота проведения мероприятия зависит от производительности скважины, поэтому возможность производить обработку при эксплуатации скважин, без их остановки, является преимуществом данной технологии. Однако высокие эксплуатационные затраты на периодический подвоз и закачку реагента, его неравномерный вынос на поверхность, необходимость соблюдения графика ингибирования, ограничение по дебиту и обводненности являются причиной снижения числа проведения периодических обработок скважин.

Обработке подвергаются скважины с низкой производительностью, где отсутствуют условия немедленного выноса всего объема ингибитора насосом. При использовании данной технологии существуют два пути поступления ингибитора на прием УЭЦН – из затрубного пространства и с забоя скважины.

При выводе скважины после глушения часть затрубного пространства заполнена раствором глушения. Введение ингибитора в затрубное пространство в этом случае сопровождается его растворением в растворе глушения. При снижении поступления жидкости из пласта скважинный насос начинает отбирать жидкость из затрубного пространства, и растворенный ингибитор поступает на прием УЭЦН. При замещении раствора глушения, в затрубном пространстве на нефть часть подаваемого ингибитора, спускаясь на прием насоса под действием собственного веса, поступает в насос, а часть из-за малой скорости восходящего потока успевает опуститься в поднасосное пространство и на забой скважины. В последнем случае растворившийся в водной среде на забое скважины ингибитор постепенно выносится с потоком. Возможна непосредственная закачка насосным агрегатом раствора ингибитора на забой скважины под давлением. В процессе эксплуатации скважины в затрубном пространстве сосредоточен слой нефти. Движение через него водного раствора ингибитора солеотложения нерастворимого в нефти протекает достаточно быстро. В этой связи применение технологии рекомендуется только в том случае, если раствор ингибитора задавливается на забой скважины, а ее эксплуатация сопряжена с неполным выносом жидкости, скапливающейся на забое [7].

Порядок проведения данных работ следующий: приготовление 5% раствора ингибитора в воде для первой закачки реагента на забой скважины. При последующих закачках объем раствора должен быть не менее 1 мз. Раствор готовится на попутно-добываемой воде или воде близкой к пластовой по минерализации для обеспечения условий перемещения ингибитора вниз по скважине за счет сил гравитации.

Выполняется обвязка оборудования путем подсоединения выкидной линии цементирующего агрегата (ЦА-320) к внешней затрубной задвижке скважины (рисунок 10). Всасывающая линия агрегата соединяется с автоцистерной с раствором ингибитора. Не останавливая работу скважинного насоса, произвести закачку раствора ингибитора в затрубное пространство скважины на малых оборотах, не поднимая давление выше 3 – 4 МПа.

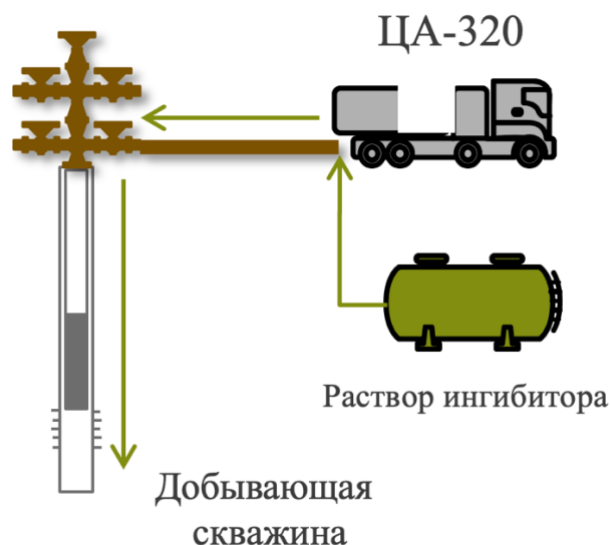


Рисунок 10 – Схема обвязки оборудования при периодическом дозировании ингибитора

Основные достоинства: защитой обеспечены следующие зоны солеотложения – эксплуатационная колонна, насосное оборудование, НКТ и поверхностное оборудование. Отсутствие затрат на дозирующее оборудование, его монтаж и обслуживание. Недостатками являются: повышенный расход реагента по сравнению с методом постоянного дозирования, ограниченность успешного использования на эксплуатационных скважинах, нестабильный расход реагента.

Капиллярное дозирование ингибитора

Технология заключается в подаче ингибитора в постоянном режиме в затрубное пространство с помощью УДР через специальную капиллярную трубку в область приема насоса.

Благодаря импульсной трубке, которая подаёт ингибитор на приём насоса и интервал перфорации, данный способ борьбы защищает призабойную зону скважины, уменьшая риск уменьшения фильтрационно-емкостных свойств. Защищает ПЭД и, как следствие, риск прихвата при спуско-подъемных операциях (СПО). А также более эффективно воздействует на рабочие органы УЭЦН. Единственным недостатком данной технологии является увеличения капиталовложений при ремонте и монтаже импульсной трубки [8].

Технология подачи происходит следующим образом: По скважинному капиллярному трубопроводу (5), закрепленному на внешней поверхности НКТ, химический реагент поступает в клапан-распылитель (7), перед которым установлен протектолайзер (6) для защиты питающего кабеля и капиллярного трубопровода. При выбранном способе дозирования химический реагент поступает на приемную сетку УЭЦН (рисунок 11). Расход реагента может быть значительно снижен, по сравнению с традиционной подачей в затрубное пространство скважины. Наземное оборудование (рисунок 10) представлено дозировочной установкой (1), наземным трубопроводом (2), и устройством ввода капиллярного трубопровода в устьевую арматуру (3 или 4).

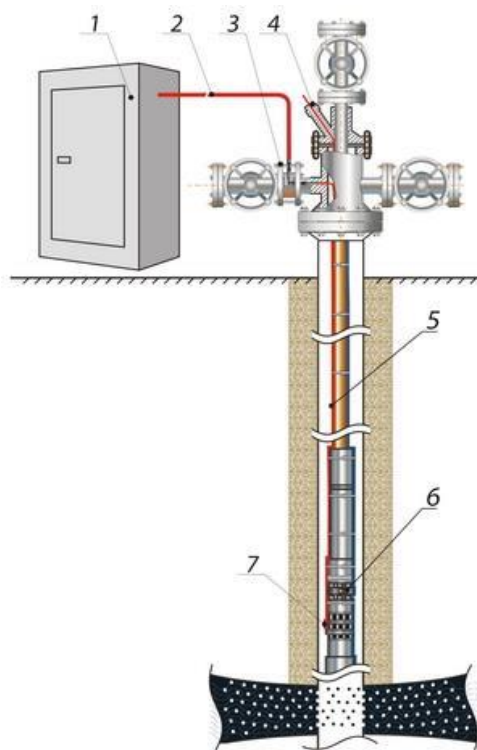


Рисунок 11 – Подача химического реагента в приемную сетку глубинного электроцентробежного насоса

Установка погружных скважинных контейнеров с ингибитором в составе скважинного оборудования

Погружные скважинные контейнеры, например Трил-Св (рисунок 12), представляют собой систему перфорированных трубных секций, заполненных ингибитором. Контейнер крепится к нижней части насосной установки во время проведения ремонта скважины. Через перфорированные отверстия в стенках

контейнера, добываемая жидкость омывает поверхность реагента, обеспечивая его рабочую концентрацию. Определенная скорость подачи ингибитора (обычно, растворенного в водной среде) обеспечивает его необходимую рабочую концентрацию в попутно добываемой воде на длительный период времени (до 360 суток). За счет своей автономности, данная технология удобна в применении на удаленных месторождениях, доступ к которым затруднен. Однако ограничения, связанные с объёмом скважинного контейнера, влияют на длительность защиты и соответственно межремонтного периода.

Одно из технологических ограничений технологии связано с максимальной нагрузкой на колонну. Исходя из этого, с учетом массы и состава размещаемой композиции и желаемого времени защиты оборудования можно оценить границу применимости технологии по дебиту жидкости. Преимущества технологии – это гарантированное присутствие ингибитора солеотложений в продукции скважин, нет необходимости постоянного обслуживания дозирующих устройств. Недостатки – сложность точной дозировки ингибитора; возможно быстрое расходование ингибитора за счет высокого дебита жидкости (более 80 м³/сутки); увеличение времени на ремонт скважины в связи с заправкой контейнера. Как правило, ингибирующая композиция из-за ограниченной растворимости может обеспечить необходимую концентрацию ингибитора в интервале обводнённости от 20 до 80%.

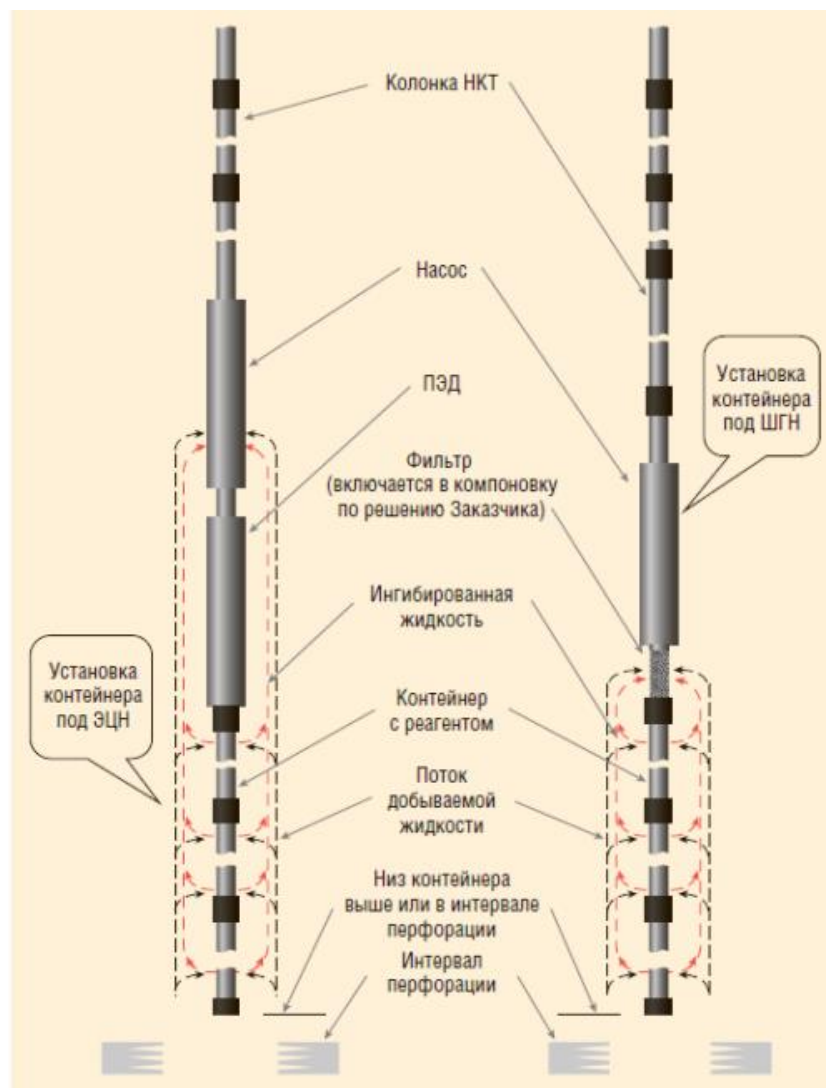


Рисунок 12 – Схема компоновки контейнера «Трил» в скважине [9]

Использование капсулированных ингибиторов

Технология защиты скважины с использованием капсулированного ингибитора рекомендуется к использованию в добывающих скважинах, осложненных образованием солей, коррозии.

Планирование технологии закачки реагентов в скважину необходимо производить, исходя из характеристик и особенностей конкретной обрабатываемой скважины (индивидуальный подход).

Технология по загрузке капсулированного ингибитора солеотложений в затрубное пространство в ЗУМПФ подразделяется на два варианта: при спущенном или извлечённом глубинно-насосном оборудовании (ГНО) (рисунок 14). В первом варианте производится отключение установки

электроцентробежного насоса, затрубное давление при этом не сбрасывается. Расчетное количество реагента загружается в подготовленный и проверенный на герметичность технологический сосуд для подачи ингибитора в затрубное пространство и заливается технологической жидкостью Dewaxol WSC или подтоварной водой. Люк технологического сосуда закрывается, проверяется герметичность, постепенным открытием задвижки производится выравнивание давления затрубного пространства скважины и технологического сосуда, выдерживается пауза в течение 20 минут. Технологическая затрубная задвижка закрывается, и давление в технологическом сосуда выравнивается с атмосферным. После проведения операции загрузки выдержать технологическую паузу в течение 24 часов для предупреждения клина ГНО.

Во втором варианте при поднятом глубинном оборудовании в трубное пространство засыпается расчётное количество гранулированного ингибитора солеотложения. Осуществляется продавка капсулированного ингибитора солеотложения технологической жидкостью с использованием агрегата типа ЦА-320 в объёме (10 мз), необходимом для продвижения ингибитора к ЗУМПФу скважины, но не допускающем глушение скважины.

Рассматриваемые скважины-кандидаты, на которых проводилась данная обработка, имела следующие критерии применения данной технологии, представленные производителем данного ингибитора солеотложений: механизированный фонд скважин (ШГН, УЭЦН, погружные винтовые насосы), дебит которых не превышает 150 мз/сут по жидкости с обводнённостью до 90%, вертикальный ствол скважины (отсутствие горизонтально направленных стволов), отсутствие боковых стволов у скважины, открытый ствол скважины (отсутствие пакеров), объём ЗУМПФа не менее 200 литров (использование скважинного контейнера снимает ограничение), высота динамического уровня затрубного пространства скважины не менее 250 метров, давление в затрубном пространстве не более 15 атмосфер. В частности, если объём ЗУМПФа не предусматривает введение ингибитора в полном установленном объёме, то

засыпка осуществляется на меньший период защиты, в условно расчетном объеме, также с меньшим значением [10].

В том случае, если вышеперечисленные показатели, рекомендованные производителем, выходят за установленные требования, необходимо производить индивидуальный расчёт объёма реагента и периода обработок с максимальной возможной производительностью. Затрубное пространство должно обеспечивать свободный проход гранулированного ингибитора солеотложений и технологической жидкости до ЗУМПФа.

Ключевыми прогнозируемыми факторами эффективности применения капсулированного ингибитора являются отсутствие отказов ГНО по причине «отложение солей», увеличение межремонтного периода. При оценке результативности реагента оказывает важное влияние присутствие ингибитора солеотложения в пластовой воде при анализе его остаточного содержания (среднее значение в течение месяца не менее 2 мг/дм³).

Таким образом для лабораторных исследований не требуются специальные методики или оборудование, что позволяет проводить анализ непосредственно на месторождениях.

К основным преимуществам капсулированных продуктов можно отнести возможность совместного использования различных реагентов (ингибитор коррозии + деэмульгатор, ингибитор коррозии + ингибитор солеотложений и др.), равномерный вынос, высокий эффект последствия, а также экологичность и безопасность. Кроме того, для достижения оптимального защитного эффекта требуется меньшая дозировка по сравнению с жидкими реагентами.



Рисунок 13 – Размещение капсулированных продуктов

Задавка ингибиторов в пласт (технология Squeeze)

В мировой практике технология закачки ингибиторов в пласт начала испытываться с 1965 по 1970 гг. на месторождениях Latan East Howard в Западном Техасе, Grayburg Jackson, Bone Springs в Нью-Мексико, East Salt Creek в округе Натрона (Вайоминг) и т.д. В отечественной практике данная технология применялась с 1970 по 1980 гг. на месторождениях Урало-Поволжья и Западной Сибири.

Суть данной технологии заключается во введении пачки ингибитора в призабойную зону пласта.

За счет адсорбционных и десорбционных свойств ингибитор «закрепляется» на поверхности породы и постепенно «высвобождается» в процессе фильтрации жидкости, обеспечивая комплексную защиту глубинно-насосного оборудования, ПЗП и наземных коммуникаций.

Работы по задавливанию ингибитора в пласт проводятся во время капитального ремонта в соответствии с основным планом капитального ремонта скважины (КРС).

Работы по задавливанию ингибитора выполняются на скважине:

- С наличием ЗУМПФа (открытый интервал перфорации);
- С исправной подвеской НКТ (отбракованная, прошаблонированная), спущенной в район нижних дыр интервала перфорации;
- С исправным состоянием эксплуатационной колонны;
- С исправным состоянием фонтанной арматуры скважины (наличие дублирующей буферной задвижки), работоспособностью центральной, коллекторной и затрубной задвижек.

Также технологию Squeeze соли используют во время глушения скважины при КРС или во время проведения обработки призабойной зоны (ОПЗ) кислотными композициями.

Давление задавливания определяется приемистостью пласта и не должно превышать давления опрессовки эксплуатационной колонны скважины.

Порядок проведения данных работ следующий: приготовление 5% раствора ингибитора в попутно-добываемой воде или воде близкой к пластовой по минерализации, используя расчетное количество ингибитора.

Приготовить 15% водный раствор соляной кислоты с расходом 0,3– 0,5 м³ на метр перфорированной мощности пласта с добавкой 1,5% катионноактивного поверхностно-активного вещества (ПАВ).

При открытом затрубном пространстве в НКТ последовательно закачать кислотным агрегатом 15% раствор соляной кислоты и раствор ингибитора солеотложения. После закачки жидкости в объеме НКТ закрывается задвижка на затрубном пространстве. Далее продавливается раствор ингибитора расчетным объемом 1,5% водного раствора катионного ПАВ либо нефтью на глинизированных коллекторах, затем технологической жидкостью в объеме колонны НКТ. Закрывается скважина на 12 часов для адсорбции реагента и его распределения в порах пласта. По окончании процесса адсорбции из скважины извлечь НКТ, спустить насос, освоить скважину. Повторное задавливание ингибитора в пласт и закачка ингибитора на забой скважины осуществляются

при снижении содержания ингибитора в попутно-добываемой воде ниже допустимого минимального уровня (рисунок 15).

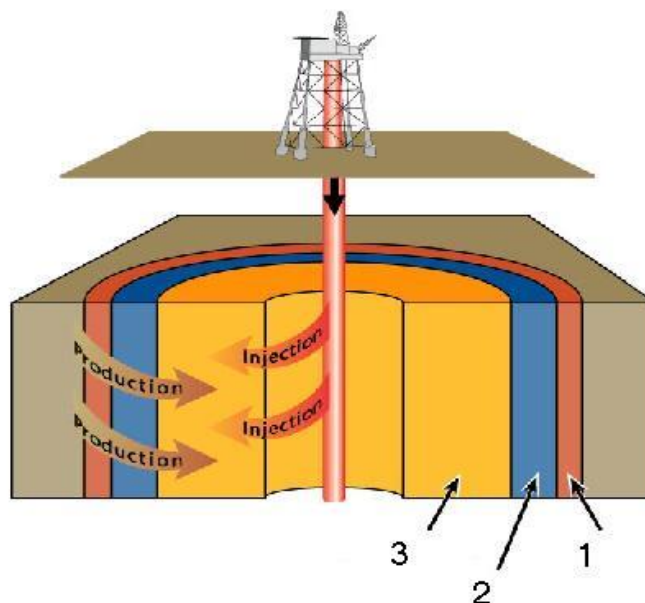


Рисунок 14 – Схема закачки ингибирующего состава:

- 1 – пачка 15% раствора соляной кислоты; 2 – пачка 5% раствора ингибитора;
3 – продавочная жидкость для оттеснения ингибитора в удаленную зону пласта

В качестве значительного преимущества данной технологии можно выделить отсутствие ограничений по дебитам жидкости и обводнённости продукции скважины. Кроме того, Squeeze treatment не требует постоянного обслуживания скважин и скважинного оборудования, что особенно актуально для труднодоступных и удаленных скважин. Так же технология задавки ингибитора в ПЗП позволяет предотвращать выпадение солей при выводе скважины на режим после ремонта, путем стабилизации применяемых тяжелых жидкостей глушения.

Недостатком данной технологии является риск повреждения пласта, в связи с задавкой в него значительных объемов растворов. Однако проводимые в настоящее время работы по моделированию процесса задавки в ПЗП ингибиторов, различные вариации исполнения закачки дают возможность снизить риск ухудшения продуктивности скважин [11].

Технология не рекомендуется для скважин, работающих в интенсивном режиме, поскольку сокращается продолжительность эффекта. Мощный скважинный насос организует значительный перепад давления в ПЗП и высокоскоростные потоки жидкости, из-за чего ускоряется десорбция ингибитора из пластовой породы.

В настоящее время технология Squeeze treatment нашла свое обширное применение во всех мировых нефтяных компаниях, таких как Chevron Texaco, Dynea, ExxonMobil, Marathon, ONDEO Nalco, Petrobras, Shell, StatoilHydro. В России данная технология активно применяется такими компаниями как ПАО «НК «Роснефть», успешные опытно-промышленные испытания проведены в АО «Самотлорнефтегаз» и ОАО «ТНК Нижневартовск», так же внедрение данной технологии рассматривают и на месторождениях Башкортостана.

Дозирование с помощью установки дозирования реагента

Установка дозирования реагента (рисунок 15) предназначена для дозированного ввода жидких ингибиторов коррозии, солеотложений в затрубное пространство скважины с помощью насоса дозатора. В настоящее время данная технология подачи реагента является классической и получила своё распространение ввиду её эффективности при эксплуатации. Преимущества УДР в том, что дозирование ингибитора осуществляется непрерывно в заданном интервале подачи реагента в скважину, также возможна дозаправка контейнера УДР по мере израсходования реагента. Из недостатков данного метода ингибиторной защиты выделяется высокая стоимость оборудования, зависимость от развитой инфраструктуры по хранению, закачке реагентов, а также службы по заправке и контролю работы дозирующего оборудования.



Рисунок 15 – Установка дозирования химического реагента

В последнее время рассматривается наиболее перспективный способ ингибиторной защиты – применение капсулированных ингибиторов как альтернатива жидким реагентам, так как методология применения гранулированного ингибитора солеотложений предусматривает снижение количества подходов технологического транспорта и использование технологического оборудования (установка для дозированной подачи химического реагента) к объектам защиты.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Д	Массуангане Эуклидеш Каэтану Жоау

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль: «Эксплуатация и облуживание объектов добычи нефти»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, финансовых и человеческих	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами. Оклады в соответствии с окладами сотрудников «НИ ТПУ»
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	- районный коэффициент- 1,3; - накладные расходы – 16%; - норма амортизации 10%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Сравнительный анализ с зарубежными аналогами, выполнение SWOT-анализа проводимого исследования.
2. Планирование и формирование бюджета проекта	Описание структуры работ по моделированию процесса в лабораторных условиях, составление итогового графика длительности работ. Определение затрат на проектирование.
3. Составление бюджета инженерного решения (ИР)	Формирование бюджета на научное исследование производится из расчетов затрат на оборудование, материалы, амортизационные отчисления, заработную плату, накладные расходы на проведение исследования.
4. Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, экономической эффективности исследования	Расчёт интегральных финансовых показателей разработки, показателей ресурсоэффективности и эффективности.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Матрица SWOT
2. График проведения НИ (Диаграмма Ганта)

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	02.03.2020
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Якимова Татьяна Борисовна	к.э.н.		02.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Д	Массуангане Эуклидеш Каэтану Жоау		02.03.2020

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Данная выпускная квалификационная работа представлена изучением технологии применения капсулированных реагентов солеотложений в условиях повышенного солеотложения на добывающих скважинах на «Х» нефтяном месторождении. Однако применение любого метода в опытно-промышленных работах не обходится без апробирования в лабораторных условиях. Раздел содержит информацию, касающуюся технологии применения капсулированных реагентов солеотложений. Для этого выполняется полное исследование, включающее подбор оптимального состава капсулированного агента, проведение фильтрационного эксперимента.

Данная глава отражает обоснование конкурентоспособности и финансовой эффективности проведения лабораторного эксперимента по определению возможного применения капсулированных реагентов при обработке скважин от солеотложений на нефтяных месторождениях Западной Сибири.

4.1 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Матрица SWOT-анализа представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Матрица SWOT-анализа

Сильные стороны (С)	Слабые стороны (Сл)
1. Высокая рентабельность. 2. Полнота исследования. 3. Актуальность проводимого исследования.	1. Длительное проведение эксперимента. 2. Низкий спрос. 3. Учет особенностей конкретного объекта разработки.

Продолжение таблицы 5

Возможности (В)	Угрозы (У)
1. Совершенствование технологической составляющей. 2. Создание конкуренции зарубежным предприятиям. 3. Актуальность исследования приведет к появлению заинтересованных сторон.	1. Появление новых конкурентов. 2. Длительная и дорогостоящая реализация. 3. Задержка финансирования разработки.

В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта. Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT. Каждый фактор помечается либо знаком «+» – сильное соответствие сильных сторон возможностям, либо знаком «-» – слабое соответствие; «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-». Интерактивные матрицы проекта представлен в таблицах 6-9.

Таблица 6 – Интерактивная матрица проекта (1)

Сильные стороны проекта				
Возможности проекта		С1	С2	С3
	В1	0	+	+
	В2	+	0	+
	В3	+	-	+

При анализе интерактивной таблицы 15 выявлены корреляции сильных сторон и возможностей проекта: В1С2С3, В2С1С3, В3С1С3.

Таблица 7 – Интерактивная матрица проекта (2)

Слабые стороны проекта				
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	В1	+	-	+
	В2	0	-	0
	В3	-	0	+

При анализе интерактивной таблицы 16 выявлены корреляции слабых сторон и возможностей проекта: В1Сл1Сл3, В3Сл3.

Таблица 8 – Интерактивная матрица проекта (3)

Сильные стороны проекта				
Угрозы проекта		С1	С2	С3
	У1	-	-	-
	У2	-	+	-
	У3	-	+	+

При анализе интерактивной таблицы 17 выявлены корреляции сильных сторон и угроз проекта: У2С2, У3С2С3.

Таблица 9 – Интерактивная матрица проекта (4)

Слабые стороны проекта				
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	У1	-	+	-
	У2	-	+	+
	У3	+	+	-

При анализе интерактивной таблицы 18 выявлены корреляции слабых сторон и угроз проекта: У1Сл2, У2Сл2Сл3, У3Сл1Сл2.

Проект имеет высокую актуальность исследования, что приведет к совершенствованию технологической составляющей, созданию конкуренции зарубежным предприятиям и появлению заинтересованных заказчиков. Задержка финансирования разработки проекта может служить существенной угрозой.

4.2 Планирование исследовательских работ в рамках ВКР

Структура работ в рамках исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;

- построение графика проведения исследований.

Для реализации проекта необходимы два исполнителя – руководитель и инженер. Руководитель формулирует цель проекта, предъявляемые к нему требования, осуществляет контроль над его практической реализацией для соответствия требованиям и участвует в стадии разработки документации. Инженер непосредственно осуществляет разработку проекта. Порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 19.

Таблица 10 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследования	2	Планирование методики проведения исследования	Руководитель
	3	Календарное планирование работ	Руководитель
	4	Проведение теоретических исследований, изучение литературы	Руководитель, инженер
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Тесты на фазовое поведение, изучение характеристик систем пластовой жидкости, фильтрационные эксперименты.	Инженер
	6	Проведение практического расчета	Инженер
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, инженер
Оформление отчета	8	Оформление расчетов	Инженер
	9	Составление пояснительной записки	Инженер
	10	Публикация результатов исследования	Руководитель

4.3 Разработка графика проведения исследовательской работы

При выполнении дипломных работ студенты в основном становятся участниками сравнительно небольших по объему научных тем. Поэтому наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика

проведения научных работ в форме диаграммы Ганта. Для начала выделим периоды в проведении работ.

1. Организационный период. Во время организационной подготовки ставится задача на проведение лабораторных исследований, производится комплектование подразделения инженерно-техническим персоналом, подбираются приборы и оборудование, снаряжение и материалы, распределяются обязанности между сотрудниками, осуществляются мероприятия по безопасному ведению работ.

2. Лабораторные работы. Этот этап работ включает изучение характеристик систем пластовой жидкости, затем расчет концентрации реагента, далее вычисление количества закачиваемого капсулированного агента на «Х» нефтяном месторождении.

3. Камеральные работы. Камеральная обработка материалов включает: сбор и систематизацию информации об изучаемых методах защиты внутрискважинного оборудования от солеотложений на месторождениях с низкими пластовыми давлениями; камеральную обработку материалов; составление графиков и построение карт; оформительские работы.

Календарный план — это оперативный график выполнения работ. Для иллюстрации календарного плана работы приведена диаграмма Ганта, на которой работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения работ. Для удобства отображения каждый месяц разделен на декады (таблица 11).

Таблица 11 – Календарный план-график проведения исследовательской работы

№ работ	Вид работ	Исполнитель и	Тк _и , кал. дней	Продолжительность выполнения работ													
				январь			февраль			март			апрель			май	
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2
1	Выбор направления исследований, литературный	Руководитель, инженер	10, 10														

	обзор (организационный период)																		
2	Лабораторный этап	Руководитель, инженер	35, 90																
3	Анализ данных, оформление отчетной документации	Руководитель, инженер	20, 40																

Условные обозначения:

 – руководитель  – инженер

Суммарное количество рабочих дней руководителя составляет 58, суммарное количество рабочих дней инженера составляет 126.

Данное исследование помогает наглядно установить сроки и необходимо при планировании работ.

4.4 Бюджет исследования

При планировании бюджета исследования должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. В процессе формирования бюджета используется следующая группировка затрат по статьям:

- материальные затраты;
- затраты на специальное оборудование;
- основная заработная плата исполнителей проекта;
- дополнительная заработная плата исполнителей проекта;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

4.4.1 Расчет затрат на материалы

Данная статья включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта. Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$З_{\text{м}} = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m Ц_i \cdot N_{\text{расх}i}, \quad (7)$$

где m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{\text{расх}i}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении исследования (шт., кг, м, м² и т.д.);

$Ц_i$ – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м² и т.д.);

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Значения цен на материальные ресурсы установлены по данным, размещенным на соответствующих сайтах в Интернете предприятиями-изготовителями (либо организациями-поставщиками).

Материальные затраты, необходимые для данного проекта, занесены в таблицу 12.

Таблица 12 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на комплект, ($З_{\text{м}}$), руб.
Перчатки резиновые	Шт.	10	34,4	344
Очки	Шт.	2	1056	2112
Пробирка мерная	Шт.	20	21,7	434
Спирто-бензольная смесь	Л.	2	700	1400
Бензол	Л.	2	500	1000
Суммарная стоимость				5290
Итого, с транспортными расходами				6083

4.4.2 Расчет затрат на специальное оборудование

Данная статья включает все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, установок и др.), которое необходимо для проведения работ по данной тематике. Определение стоимости специального оборудования производится по действующим прейскурантам. Расчет стоимости затрат приведен в таблице 13.

Таблица 13 – Стоимость оборудования для проведения эксперимента

Наименование	Кол-во	Цена за ед., тыс. руб.	Общая стоимость оборудования, тыс. руб.
Спектрометр	1	350	350
Весы лабораторные	1	16	16
Перемешивающее устройство	1	43,5	43,5
Вискозиметр	1	54	54
Ареометр	1	0,6	0,6
Электрический компрессор	1	396	396
Общие единовременные затраты			860,1

Общие единовременные затраты на приобретение различного рода специального оборудования составили 860,1 тыс. руб.

4.4.3 Расчет затрат на амортизационные отчисления

Затраты определяются исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию активной части. Нормы амортизации определяем в соответствии с постановлением Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. От 07.07.2016) "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы". Расчет амортизационных отчислений при проведении лабораторного эксперимента с целью рассмотрения эффективности ингибиторной защиты

капсулированных реагентов приведен в таблице 14. Расчет амортизационных отчислений проводится по формуле линейной амортизации:

$$Ам=Сперв./СПИ, \quad (8)$$

где Сперв. – первоначальная стоимость оборудования, руб.;

СПИ – срок полезного использования, месяцев

Таблица 14 – Расчет амортизационных отчислений при проведении лабораторного эксперимента

Наименование	Стоимость, тыс. руб.	Амортизационная группа	Срок службы, месяцев	Сумма отчислений, руб.
Спектрометр	350	4	84	1736
Весы лабораторные	16	3	60	80
Перемешивающее устройство	43,5	2	36	302
Вискозиметр	54	3	60	375
Ареометр	0,6	3	60	2,5
Электрический компрессор	396	2	36	2750
Итоговая сумма амортизационных отчислений				5245,5

В соответствии со сроками проведения лабораторного исследования, а именно необходимо 4,6 месяца на проведение эксперимента, амортизационные отчисления будут составлять 5245,5 рублей.

4.4.4 Расчет затрат на оплату труда

Оплата труда зависит от оклада и количества отработанного времени, при расчете учитываются премиальные начисления и районный коэффициент. Так формируется фонд оплаты труда.

С учетом дополнительной заработной платы формируется фонд заработной платы. Итоговая сумма, необходимая для оплаты труда всех работников, составляется при учете страховых взносов, затрат на материалы,

командировок и резерва. Дневная ставка инженера (ассистент), и руководителя (старший преподаватель, кандидат наук) взята в соответствии с приказом № 16544 от 18.12.19 по НИИ ТПУ и соответственно составляют 22700 и 26050 рублей.

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением исследования, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$З_{зп} = З_{осн} + З_{доп}; \quad (9)$$

где $З_{осн}$ – основная заработная плата;

$З_{доп}$ – дополнительная заработная плата (12-20% от $З_{осн}$).

Основная заработная плата ($З_{осн}$) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$З_{осн} = З_{дн} \cdot T_p, \quad (10)$$

где $З_{осн}$ – основная заработная плата одного работника;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

$З_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{дн} = \frac{З_m \cdot M}{F_d}, \quad (11)$$

где $З_m$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (таблица 24).

Таблица 15 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	65	140
Количество нерабочих дней - выходные и праздничные дни	7	14
Потери рабочего времени - отпуск - невыходы по болезни	0	0
Действительный годовой фонд рабочего времени	58	126

Месячный должностной оклад работника:

$$З_m = З_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p, \quad (12)$$

где $З_{тс}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3;

k_d – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2;

k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Расчёт основной заработной платы приведён в таблице 16.

Таблица 16 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	$З_{тс}$, руб.	$k_{пр}$	k_d	k_p	$З_m$, руб.	$З_{дн}$, руб.	T_p , раб. дн.	$З_{осн}$, руб.
Руководитель	26050	0,3	0,2	1,3	50798	2066	58	119828
Инженер	22700	0,3	0,2	1,3	44265	1630	126	205380
Итого $З_{осн}$								325208

Общие затраты на основную заработную плату персонала, участвующего в проекте, составляют 325208 рублей.

4.4.5 Расчет отчислений во внебюджетные фонды

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников (таблица 17). Общая ставка взносов составляет в 2020 году – 30% (ст. 425, 426 НК РФ).

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы: $Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}})$, (13)

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды.

Таблица 17 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Коэф. отчислений	Сумма отчислений, руб.
Руководитель	119828	0,3	35948
Инженер	205380	0,3	61614
Итого Звнеб			97562

4.4.6 Расчет накладных расходов

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле: $Z_{\text{накл}} = k_{\text{нр}} * \sum_1^5 Z_i$, (14)

где $K_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы равный 0,16.

$Z_{\text{накл}} = 0,16 * (6,1 + 5,25 + 17,5 + 238,1 + 71,4) = 48,5$ тыс. руб.

4.4.7 Формирование бюджета затрат исследовательской работы

Рассчитанная величина затрат на проведение исследовательской работы является основой для формирования бюджета. Определение бюджета затрат на проведение исследовательской работы приведено в таблице 18.

Таблица 18 – Расчет бюджета затрат работы

Наименование статьи	Сумма, тыс. руб.
Материальные затраты	6,1
Амортизационные отчисления	5,25
Затраты по основной заработной плате исполнителей проекта	238,1
Отчисления во внебюджетные фонды	71,4
Накладные расходы	48,5
Бюджет затрат	369,35

4.5 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности проводимого исследования получают в ходе оценки бюджета затрат двух вариантов исполнения исследования. В качестве аналога использовались данные по аналогичному эксперименту, проводившегося на базе частной химической компании Clariant AG. Основные отличия аналога заключается в количестве привлеченных работников, сроках выполнения, использование более дорогостоящего оборудования. Для получения интегрального показателя финансовой эффективности наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносится финансовое значение по варианту исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (15)$$

где – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля).

$I_{\text{финр}}^1 = 1$.

$$I_{\text{финр}} 2 = 369,35/461,7=0,80;$$

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (16)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта исполнения разработки;

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

b_i^a, b_i^p – бальная оценка i -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности в форме таблицы, приведен ниже (таблица 19).

Таблица 19 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Проект	Аналог
1. Достоверность результатов	0,35	5	4
2. Комплексность исследования	0,15	5	3
3. Актуальность исследования	0,30	5	5
4. Широкий спектр решаемых задач	0,20	5	4
ИТОГО	1	20	16

Основываясь на данных таблицы показатели ресурсоэффективности текущей работы и аналога, принимают следующие значения:

$$l_m^p = 5 \cdot (0,35 + 0,15 + 0,30 + 0,20) = 5$$

$$l_m^a = 4 \cdot 0,35 + 3 \cdot 0,15 + 5 \cdot 0,30 + 4 \cdot 0,20 = 4,15$$

Интегральный показатель эффективности разработки ($l_{\text{финр}}^p$) и аналога ($l_{\text{финр}}^a$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$l_{\text{финр}}^p = l_m^p / l_{\text{ф}}^p = 5/1 = 5;$$

$$l_{\text{финр}}^a = l_m^a / l_{\text{ф}}^a = 4,15 / 1,25 = 3,32.$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность исследования. Сравнительная эффективность исследования рассчитывается по формуле:

$$\text{Эср} = l_{\text{финр}}^p / l_{\text{финр}}^a = 5 / 3,32 = 1,5.$$

где Эср – сравнительная эффективность исследования.

Таблица 20 – Сравнительная эффективность исследования

№ п/п	Показатели	Проект	Аналог
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1	1,25
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	5	4,15
3	Интегральный показатель эффективности	5	3,32
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,5	

Сравнение на основании таблицы 29 позволяет сделать вывод, что рассматриваемое исследование по сравнению с аналогом имеет большую эффективность, как по интегральному финансовому показателю, так и по показателю ресурсоэффективности разработки.

Выводы

В ходе выполнения раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» были выделены слабые и сильные стороны исследования, построены интерактивные матрицы проекта. Отмечены высокие актуальность и качество результатов исследования. Определен полный перечень работ, проводимых при исследовании. Общая максимальная длительность выполнения работы составила 140 календарных дней. Суммарный бюджет затрат на весь комплекс работ составил 369,35 тысяч рублей. Следует отметить важность для проекта в целом проведенных в данной главе работ, которые позволили объективно оценить как денежные, так и временные затраты.

При подсчёте интегрального финансового показателя наблюдается уменьшение бюджета разработки по сравнению с аналогом, а при подсчёте интегрального показателя ресурсоэффективности наблюдается увеличение эффективности в сравнении с тем же аналогом.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Д	Массуангане Эуклидеш Казтану Жоау

Школа	ИШПР	Отделение школы	ОНД
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело», «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти» профиль:

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования и области его применения	Объектом исследования данной работы является химические реагенты и способы их подачи в скважину на нефтедобывающем производстве.
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – Характерные особенности правового регулирования труда в нефтегазовой отрасли и организация рабочей зоны	1. Требования безопасности к уровню шума: ГОСТ 12.1.003-83; 2. Защита от шума: СП 51.13330.201; 3. Требования безопасности к уровню вибрации: ГОСТ 12.1.012-90; 4. Естественное и искусственное освещение: СП 52.13330.2011.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности 2.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности	5.2.1 Анализ вредных производственных факторов: - Отклонение показателей климата на открытом воздухе. - Превышение уровней шума. - Недостаточная освещённость рабочей зоны. - Повышенная запылённость рабочей зоны. 5.2.2 Анализ опасных производственных факторов: - Механические опасности. - Статическое электричество. - Пожаровзрывобезопасность.
3. Экологическая безопасность:	5.3.1 Охрана окружающей среды: - Охрана атмосферного воздуха от загрязнения. - Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения. - Область воздействия объекта на атмосферу (воздуховоды); - Область воздействия объекта на гидросферу (сбросы);

	- Область воздействия объекта на литосферу (отходы);
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>5.4.1 Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> - При разработке и эксплуатации проектируемого решения существует риск возникновения ЧС связанной с неконтролируемым выбросом газа, а также возгорание технологического оборудования; - Перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; - Наиболее типичная ЧС техногенного характера на объекте - взрыв или пожар из-за выбросов газа из негерметичных соединений.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	02.03.2020
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			02.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Д	Массуангане Эклидеш Каэтану Жоау		02.03.2020

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В настоящее время рост нефтяной промышленности, процедура добычи нефти часто сопровождается рядом осложнений, которые в свою очередь повреждают и затрудняют работу нефтепромыслового оборудования.

Вопрос поддержания фонда в рабочем состоянии остается актуальным на данный момент. Поэтому одной из основных задач является борьба и предотвращение осложнений. Наиболее распространенным методом защиты скважинного оборудования от солевых отложений является использование химических веществ.

Выбор идеальных методов контроля масштаба в нефтяной промышленности зависит от комплексного подхода к этой проблеме. Для ее решения необходимо знать физико-химические процессы и причины, вызывающие отложения солей в различных условиях. Особое внимание следует уделить правильному выбору методов, необходимых для борьбы с отслаиванием, которые позволяют достичь наибольшей эффективности при различных условиях промысла, не забывая об экономической жизнеспособности.

Целью данной выпускной квалификационной работы является анализ эффективности боевых приемов и технологических составов для обработки скважин на Западно-Сибирском нефтяном месторождении.

Сущность работ заключается в выполнении следующих технологических операций: осуществление работ по заданному режиму скважины, контроль над системами подачи реагента в скважину, обслуживание, монтаж и демонтаж оборудования, используемого при добыче нефти и газа. Работы выполняются круглогодично.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Нефтяное месторождение «Х» является одним из наиболее крупных разрабатываемых нефтяных месторождений углеводородов в Томской области.

Лицам, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается взамен суточных надбавка за вахтовый метод работы.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов:

- устанавливается районный коэффициент, и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;

- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:

- в районах Крайнего Севера – 24 календарных дня;

- в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, – 16 календарных дней.

- предусмотрены плановые бесплатные медосмотры, для выявления различных заболеваний, которые могут, возникнуть в результате трудовой деятельности работников.

Рабочее место персонала при контроле и обслуживании оборудования связанного с технологическим процессом ингибирования скважин территориально расположено на кустовой площадке. Для удобства работы персонала на кустовой площадке устанавливают помещения, в которых работники могут обогреться в холодное время года, делать перерывы, вести журнал и принимать пищу. Кроме того, персонал должен быть снабжен всеми необходимыми средствами индивидуальной и коллективной защиты, рабочее место должно быть хорошо освещено, опасная зона при проведении работ должна быть огорожена.

5.2 Производственная безопасность

Вредным производственным фактором (ВПФ) называется такой производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях приводит к заболеванию или снижению трудоспособности.

Работник подвержен вредному воздействию, находясь на территории производственного объекта, которое классифицируется согласно ГОСТ 12.0.003-2015 [13] (таблица 21).

Таблица 21 – Перечень опасных и вредных факторов

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	разработка	изготовление	эксплуатация	
1.Отклонение показателей климата на открытом воздухе	+	+	+	Требования безопасности к уровню шума: ГОСТ 12.1.003-83 (2014) [14];
2.Превышение уровней шума и вибрации	+	+	+	Защита от шума: СП 51.13330.2011 [15];
3.Недостаточная освещенность;	+	+	+	Требования безопасности к уровню вибрации: ГОСТ 12.1.012-90 [16];
4.Повышенная запыленность рабочей зоны;	+	+	+	Естественное и искусственное освещение: СП 52.13330.2011 [17];
5. Электрический ток;	+	+	+	Средства защиты от статического электричества: ГОСТ 12.4.124-83 [18];
6.Механические опасности;	+	+	+	Защитное заземление, зануление: ГОСТ 12.1.030-81 [19].
7.Пожаровзрывобезопасность.	+	+	+	

5.2.1 Анализ вредных производственных факторов

Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года.

Спецодежда должна быть хлопчатобумажной, изо льна, грубошерстные сукна, иметь удобный крой для работы в экстремальных условиях (например, при пожаре) применяют специальные костюмы из металлизированной ткани. Для защиты головы от теплового облучения применяют алюминиевые, фибровые каски, войлочные и шляпы; глаз - очки (темные или с прозрачным слоем металла) лица - маски с откидным прозрачным экраном. Защита от воздействия пониженной температуры достигается использованием теплой спецодежды, а при осадках – плащей.

При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются (таблица 22).

Таблица 22 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
безветренная погода	-40
менее 5,0	-35
5,1–10,0	-25
10,1–15,0	-15
15,1–20,0	-5
более 20	0

Превышение уровней шума

В непосредственной близости от рабочего места оператора ДНГ могут находиться машины КРС (капитальный ремонт скважин) либо агрегаты для ОПЗ,

которые создает уровень звука, не превышающий допустимый согласно ГОСТ 12.1.003-83 (1999) [14]. Норма на открытой местности составляет 80дБ, а значение уровня звука на рабочем месте составляет 40-45 дБ. Согласно СП 51.13330.2011 (защита от шума) мероприятия для устранения уровня шума: наушники и противοшумные вкладыши [15].

Превышение уровня вибрации

Согласно ГОСТ 12.1.012-90 [4] технологическая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте в 63 Гц. Уровень вибрации на рабочем месте оператора ДНГ составляет около 30 дБ, что не превышает норму. Данная вибрация обусловлена работой двигателя, поднимающего скребок из скважины.

Недостаточная освещённость рабочей зоны

При работе в темное время суток объект должен быть освещен, во избежание травматизма. В качестве осветительных приборов применяются фонари и прожектора. Норма освещенности не ниже 10 люксов (СП 52.13330.2011) [17]. Мероприятия по улучшению освещенности не требуются.

Повышенная запыленность рабочей зоны

Кустовая площадка огорожена насыпью песка со всех сторон с целью предотвращения разгорания лесного пожара. С учетом сильных ветров может происходить попадание песка в носовую область оператора ДНГ, что негативно влияет на его здоровье. Мероприятия для устранения попадания песка в носовую область: использование респираторов.

5.2.2 Анализ опасных производственных факторов

Механические опасности

Как правило, механическое травмирование является самым распространенным явлением на производстве и всегда неожиданным. Оно варьируется от простых порезов и ушибов до летального исхода. Виновниками травматизма является зачастую сами работники, а порой техногенные аварии или природные явления.

Для защиты от механических травм применяют: козырьки, щиты, кожухи, барьеры, предупреждающие знаки, предохранительные устройства и сигнализации. Также применяют средства индивидуальной защиты: спецодежда, обувь с металлическим наконечником, каска, перчатки, очки. Плюс ко всему, требуется регулярная проверка состояния оборудования и проведение инструктажей персоналу по технике безопасности.

Статическое электричество

Главным источником формирования данного фактора является возможностью возникновения заряда статического электричества вследствие трения слоев нефти и химических реагентов друг о друга или со стенкой трубы (оборудования). Электрические заряды при перекачке ингибиторов возникают как в самом ингибиторе, так и на стенках сосудов, трубопроводов, в которых они находится. Величина возникающего заряда статического электричества в некоторых случаях достаточна для возникновения мощного электрического разряда, который может послужить источником зажигания и возникновения пожара [18].

Технологические операции с химическими веществами, являющимися хорошими диэлектриками, сопровождаются образованием электрических зарядов – статического электричества.

Осмотр и текущий ремонт заземляющих устройств защиты от проявлений статического электричества должны проводиться одновременно с осмотром и текущим ремонтом технологического и электротехнического оборудования. Измерения электрических сопротивлений заземляющих устройств должны проводиться не реже одного раза в год, сопротивление заземляющего проводника не должно превышать 4 Ом [19].

Пожаровзрывобезопасность

Технология ингибирования не обходится без использования пожаровзрывоопасных реагентов.

Для обеспечения пожаробезопасности применяются активные и пассивные способы пожаротушения. При активном способе процесс горения подавляют при

помощи огнегасительных средств, воздействующих на горючее вещество охлаждением очага пожара, разбавлением реагирующих веществ. Химическое торможение введением в зону горения антикатализаторов – (ингибиторов) и т.д. При пассивном способе тушения горение прекращается путем изоляции горючего от окислителя или инертизации среды, в которой находится очаг горения.

5.3. Экологическая безопасность

5.3.1 Охрана окружающей среды

Основными типами антропогенных воздействий на природу, являются:

- Нефтяное и химическое загрязнение окружающей среды вследствие несовершенства технологии, аварийных разливов и несоблюдение природоохранных требований;

- Загрязнение атмосферы от испарений нефтепродуктов при их нагреве для проведения исследований;

- Загрязнение природной среды промышленными, бытовыми и лабораторными отходами.

Общими мерами по охране окружающей среды являются:

- Сокращение потерь нефти и газа; повышение герметичности и надежности нефтепромыслового оборудования;

- Оптимизация процессов сжигания топлива при одновременном снижении образования токсичных продуктов сгорания.

Охрана атмосферного воздуха от загрязнения

Большой ущерб природным комплексам наносится в случае аварийных ситуаций.

Основными причинами аварий являются: некачественное строительство, ремонт нефтепромыслового оборудования, механические повреждения, несоблюдение техники безопасности.

Основные мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнений: защита оборудования от коррозии, применение оборудования заводского

изготовления, разработанный план действий при аварийной ситуации, ликвидация аварий должна осуществляться аварийной службой.

Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения

Особое отрицательное воздействие на химический состав водоемов при эксплуатации объектов нефтедобычи оказывают разливы нефти, химических реагентов и вод с высокой минерализацией, а также утилизация остатков химических реагентов. При попадании нефти в водоемы на поверхности воды образуется пленка, препятствующая воздушному обмену.

Пути попадания токсичных загрязнений в природные воды:

- загрязнение грунтовых вод в результате отсутствия гидроизоляции технологических площадок;
- поступление нефти и химических реагентов в подземные воды в результате перетоков по затрубному пространству при некачественном цементировании скважины и ее не герметичности.

Охрана и рациональное использование земель

Загрязнение почв нефтью и химическими реагентами приводит к значительному экологическому и экономическому ущербу: понижается продуктивность лесных ресурсов, ухудшается санитарное состояние окружающей среды.

Согласно требованиям лесного хозяйства организации, выполняющие строительные работы обязаны:

- обеспечить минимальное повреждение почв, травянистой и моховой растительности;
- произвести очистку лесосек и ликвидировать порубочные остатки;
- не допускать повреждения корневых систем и стволов опушечных деревьев;
- не оставлять пни выше $\frac{1}{3}$ диаметра среза, а при рубке деревьев больше 30 см - выше 10 см, считая высоту шейки корня.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.4.1 Защита в чрезвычайных ситуациях

На «Х» месторождении в процессе ингибирования с использованием технологии подачи реагента через УДР будут эксплуатироваться скважины на кустовых площадках с возможными чрезвычайными ситуациями, представленными в таблице 23.

Таблица 23 – Возможные чрезвычайные ситуации.

№	Возможные чрезвычайные ситуации	Воздействие их последствий на окружающую среду и сотрудников
1	Выброс попутного или газлифтного газа при негерметичности соединений и фланцев.	Высокая опасность отравления для сотрудников предприятия. Высокая опасность возникновения пожара с потенциальным ущербом инфраструктуре.
2	Разливы нефти.	Нанесение значительного вреда окружающей среде и биосфере.
3	Отказ трубопровода подачи хим. реагентов	- Выброс газа и разлив нефти в окружающую среду; - разлив химреагентов на территорию кустовой площадки, а также загазованность территории.
4	Разгерметизация емкости для хранения хим. реагента в УДХ, запорной арматуре и фланцевых соединениях.	- Разлив хим. реагента в помещении УДХ; - загазованность помещения. - отравление парами хим. реагентов и облив химическими реагентами.
5	Пожар в производственном помещении.	- Выброс газа и разлив нефти в помещении; - поражение людей продуктами горения; - загазованность территории и помещения;
6	Трещина в теле сосуда, подводящих и отводных линиях.	- Выброс газа и разлив нефти в помещении замерной установки; - загазованность помещения; - отравление газом, облив нефтью.

Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией может быть взрыв или пожар из-за выбросов газа из негерметичных соединений. При несоблюдении

технологических правил эксплуатации различного оборудования, возможен выход из строя данного оборудования, а также нарушение его целостности, которое сопровождается выбросом газа. При перемешивании с воздухом образуется взрывоопасная газозоудная смесь, которая с легкостью взрывается при наличии малейшей искры.

Для предотвращения взрыва или пожара необходимо проверять герметичность сальниковых, резьбовых и фланцевых соединений, запорных устройств, аппаратов и коммуникаций, находящихся в помещениях и на кустовых площадках, не реже одного раза в смену индикаторной бумагой или мыльной пеной. Обнаруженные пропуски необходимо устранять.

Заключение

В ходе проделанной работы были оценены вредные и опасные факторы, влияющие на здоровье и состояние персонала. Выполнение всех требований мер безопасности, а также мер по предупреждению опасных воздействий на данном производстве, будет помогать избегать влияния вредных и опасных факторов на жизнь людей и природу.

Целью данного раздела является создание оптимальных норм для обеспечения производственной безопасности человека, повышения его производительности, сохранения работоспособности в процессе деятельности, а также охраны окружающей среды.

Сущность работ заключается в выполнении следующих технологических операций: осуществление работ по заданному режиму скважины, контроль над системами подачи реагента в скважину, обслуживание, монтаж и демонтаж оборудования, используемого при добыче нефти и газа. Работы выполняются круглогодично.

Разработка раздела учитывала действующие нормативно-технические документы, обеспечивающие безопасность и экологичность проекта.

Безопасность подразумевает:

- отсутствие опасностей и/или угроз для существования или функционирования социальной системы;

- устойчивость к опасностям с достаточным запасом прочности;
- силу, умение и средства для уклонения, устранения или преодоления опасности.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Современный этап развития нефтегазового комплекса в Западной Сибири характеризуется вхождением крупнейших месторождений в завершающую стадию разработки, большими перебоями с добываемой продукцией, ухудшением структуры извлекаемых запасов нефти и, как следствие, осложнениями. во время эксплуатации скважины.

Анализ многолетнего опыта эксплуатации скважин в Западной Сибири наглядно демонстрирует положительные результаты применения комплексного подхода к решению проблем, связанных с эксплуатацией скважин. Несмотря на наличие крайне сложных условий в скважине, в последние годы на месторождениях Западной Сибири было достигнуто значительное увеличение основных показателей СНО, МРП и энергоэффективности оборудования за счет внедрения современных разработок в области механизированного производства. В то же время были созданы все условия для успешного внедрения практик в других областях с аналогичными проблемами.

Дополнительное повышение эффективности мер по избежанию осложнений требует создания и эксплуатации интегрированной системы полевых и лабораторных исследований, управления процессом в части, непосредственно связанной с проявлением осложнений при эксплуатации скважин и систем сбора. В этом смысле необходимо внедрять новые методы борьбы с осложнениями при эксплуатации эксплуатационных скважин.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Маркин А.Н., Низамов Р.Э., Суховерхов С.В. Нефтепромысловая химия: практическое руководство. Владивосток: Дальнаука, 2011 г. – 288 с.
2. Маркин А.Н., Низамов Р.Е. CO₂ – нефтепромыслового оборудования – М: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. – 188с.
3. Кащавцев В.Е., Гаттенберг Ю.П., Люшин С.В. Предупреждение солеобразования при добыче нефти – М: Недра, 1958-213с.
4. Ингибиторы для предотвращения солеотложения в нефтедобыче / В.В. Рагулин, А.И. Волошин, В.Н. Гусаков, Е.Ю., А.В. Фахреева, В.А. Докичев // Нефть. хоз-во. – 2018. – № 11. – С. 60–72.
5. Ахметшина И.З. О механизме образования солеотложений / И.З. Ахметшина Р.Х. Бочко, Л.Х. Ибрагимов // Нефтепромысловое дело. — 1981. — No 1. — С. 26—28.
6. Кащавцев В.Е. Роль пластовых вод в процессе осадкообразования солей при добыче нефти / В.Е. Кащавцев // Нефть, газ и бизнес. — 2004. — No 1. — С. 42—45.
7. Докичев В.А. «полисахариды: получение и влияние на ингибирование солеотложения и газогидратообразования» // диссертация:[сайт]. URL: https://rusoil.net/files/1006/IshmuratovFG/1537870094_IshmuratovFG-diss.pdf.
8. «Технологические способы предупреждения отложения солей»// Электронный ресурс: [сайт] URL: https://vuzlit.ru/1033939/tehnologicheskie_sposoby_preduprezhdeniya_otlozheniya_sol ey.
9. Шангараева Л.А. «методы предотвращения отложения солей в нефтяных скважинах» // Электронный ресурс: [сайт]. URL: <https://sibac.info/conf/innovation/xxvii/35323> .
10. Шангараева Л.А. Максютин А.В. Султанова Д.А. «способы предотвращения солеотложения при разработке и эксплуатации залежей

нефти» // Статья: [сайт]. URL: <https://www.science-education.ru/pdf/2015/1/1521.pdf>.

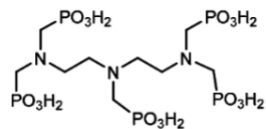
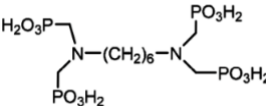
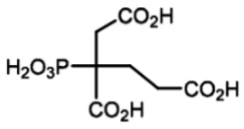
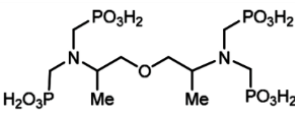
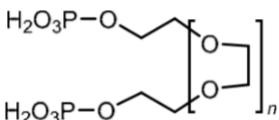
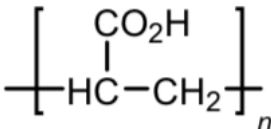
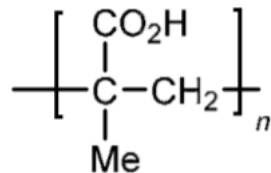
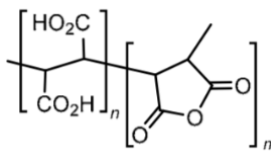
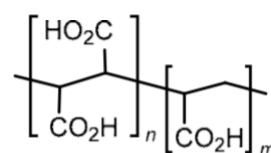
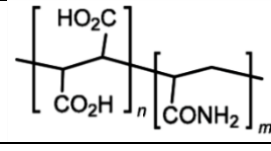
- 11.Хусаинова Д.А. Обоснование технологии предупреждения образования солеотложений и коррозии оборудования в нефтяных скважинах с использованием ингибиторов комплексного действия: диссертация кандидата технических наук. Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, 2020.
- 12.Маркин А.Н., Низамов Р.Е. CO₂ – нефтепромыслового оборудования – М: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. – 188с.
- 13.ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
- 14.ГОСТ 12.1.003-83 (2014) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. Стандартиформ, 2014.
- 15.СП 51.13330.2011. Защита от шума.
- 16.ГОСТ 12.1.012-90 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.
- 17.СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
- 18.ГОСТ 12.4.124-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования.
- 19.ГОСТ 12.1.030-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление (с Изменением N 1).

Приложение А

Таблица 24 - Действующие вещества ингибиторов солеотложения

Класс ингибитора	Наименование	Формула	Возможности применения ингибиторов и их ограничения
Неорганические полифосфаты	Гексаметафосфат натрия (ГМФН)	$\text{Na}_6\text{P}_6\text{O}_{18}$	В горячих водных растворах гидролизуется, образует соли ортофосфорной кислоты
	Триполифосфат натрия (ТПН)	$\text{Na}_5\text{P}_3\text{O}_{10}$	Низкая термостабильность; при 50 °С переходит в ортофосфат и выпадает в осадок в присутствии ионов Ca^{2+}
Органические полифосфонаты	1-Гидроксиэтан-1,1-дифосфонат (ОЭДФ)	$\begin{array}{c} \text{PO}_3\text{H}_2 \\ \\ \text{HO}-\text{C}-\text{PO}_3\text{H}_2 \\ \\ \text{CH}_3 \end{array}$	Отлично ингибирует образование CaCO_3 , удовлетворительно сульфатные отложения в дозировке до 5 мг/л. В присутствии больших концентраций ионов Ca^{2+} (> 2000 мг/л) возможно образование солей
	Нитрилотриметилфосфонат (НТФ) Аминотри (метиленфосфонат)	$\begin{array}{c} \text{PO}_3\text{H}_2 \\ \\ \text{H}_2\text{PO}_3-\text{N}-\text{CH}_2-\text{PO}_3\text{H}_2 \end{array}$	Отлично ингибирует образование CaCO_3 , хорошо – сульфатные отложения
	Этилендиаминтетра (метиленфосфонат) (ЭДТМФ)	$\begin{array}{c} \text{H}_2\text{O}_3\text{P}-\text{CH}_2-\text{N}-\text{CH}_2-\text{N}-\text{CH}_2-\text{CH}_2-\text{N}-\text{CH}_2-\text{PO}_3\text{H}_2 \\ \qquad \qquad \qquad \qquad \qquad \qquad \\ \text{H}_2\text{O}_3\text{P} \qquad \qquad \text{PO}_3\text{H}_2 \end{array}$	Очень хорошо ингибирует образование CaCO_3 и сульфатов

Продолжение таблицы 24

	Диэтилентриаминопента (метиленфосфонат) (ДЭТАПФ)		Очень хорошо ингибирует образование CaCO ₃ и сульфатов
	Гексаметилендиаминоте тра (метиленфосфонат) (ГМДАТФ)		Хорошо ингибирует образование CaCO ₃ и отлично – сульфатов
	2-Фосфонобутан-1,2,4- трикарбоновая кислота (ФБТК)		Очень хорошо ингибирует образование CaCO ₃ и сульфатов
	4-Окса-2,6-гептилиден- тетра(метиленфосфонат)		Отлично ингибирует образование карбоната кальция и сульфатов
	Дифосфатный эфир с полиэтиленгликолем		Хорошо ингибирует образование CaCO ₃
Полимерные ингибиторы на основе поликарбоксилатов	Полиакриловая кислота (ПАК)		Чувствительны к высокой концентрации ионов Ca ²⁺ (2000...5000 мг/л) в растворе. Необходимо применение высоких концентраций вещества (50...100 мг/л)
	Полиметакриловая кислота (ПМАК)		
	Гидролизованный полиmaleиновый ангидрид		
	Сополимер акриловой и maleиновой кислот (САМК)		
	Сополимер maleиновой кислоты с акриламидом (СМКА)		

Продолжение таблицы 24

	Сополимер акриловой кислоты с акриламидом-2-метилпропансульфоновой кислоты (ААПС)		
Полимерные сульфонаты, фосфинопликарбоксилаты	Поливинилсульфонат (ПВС)		Чувствителен к рН среды; отлично ингибирует сульфаты Ва, Sr, Са
	Фосфинополиакрилат (ФПА)		Отлично ингибирует сульфаты бария, стронция, кальция; термостабилен